

**ANALISIS PENENTUAN *KICK TOLERANCE* PADA  
SUMUR R UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN A**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**DESNI MAISYAH PUTRI**

**NPM : 143210339**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2019**

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu 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. Ibu Novrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing I yang telah banyak menyediakan waktu, pikiran dan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., MT selaku dosen Pembimbing II yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak Wewen Afterian selaku pembimbing lapangan atas bimbingan dan ilmu yang diberikan selama proses pengerjaan tugas akhir.
4. Bapak Muftahul Huda dan Bapak Ryannaldo yang telah meluangkan waktunya untuk membimbing saya dalam penyelesaian tugas akhir saya.
5. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
6. Orang tua saya Ibu Mandaryeti dan Ayah Ahmad Syahrul BZH serta abang dan adik saya Darmansyah Putra Halawa dan Oya Ukhuwah Ramadhan Halawa terimakasih yang tak terhingga atas doa, semangat, kasih sayang, pengorbanan dan ketulusan dalam mendampingi penulis. Semoga Allah SWT senantiasa melimpahkan Rahmat dan Ridho-Nya kepada kalian semua.

7. Senior Perminyakan bang Lazuhardhy Vozika F Amd. ST dan bang Satria Amd yang menuju ST. Terimakasih atas dukungan dan bantuan yang telah diberikan sehingga penulis dapat penyelesaian tugas akhir ini.
8. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini Sri Rahmayani, Suci Ramadhani, Raja Maulidya Agustin, Claudia Anugrah Putri, Suci Zafirah Zulti, Devina Adriani, Sri Wulan, Lona Liandari, Fitri Alvieni, Shinta Melasari, Mey Fajrin.
9. My Support System Rosmanto selaku orang spesial yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 18 Juni 2019

Desni Maisyah Putri

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xiii
ABSTRAK .....	xiv
ABSTRACT .....	xv
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 BATASAN MASALAH .....	2
1.4 METODOLOGI PENELITIAN.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 TEKANAN .....	7
2.1.1 Tekanan Formasi .....	7
2.1.2 Tekanan Hidrostatik ( <i>Hidrostatik Pressure</i> ).....	9
2.2 TEKANAN REKAH.....	10
2.3 PROYEKSI TEKANAN FORMASI DAN GRADIEN REKAH.....	12
2.2 KONSEP DASAR <i>KICK TOLERANCE</i> .....	14
2.2.1 Prinsip <i>U-Tube</i> .....	14

2.2.2 Kondisi Maksimum Saat Penutupan Sumur .....	15
2.2.3 Perhitungan tekanan formasi maksimal .....	15
2.2.4 <i>U-Tube</i> dengan Kondisi Maksimal Penutupan .....	16
2.2.5 SIDPP ( <i>Shut-in Drill Pipe Pressure</i> ) .....	16
2.2.6 SICP ( <i>Shut-in Casing Pressure</i> ).....	17
2.2.7 MAASP ( <i>Maximum Allowable Annular Surface Pressure</i> ) .....	17
2.3 JENIS-JENIS <i>KICK TOLERANCE</i> .....	18
2.3.1 <i>Kick Intensity</i> (KI).....	18
2.3.2 <i>Kick Size</i> ( <i>V<sub>kick</sub></i> ).....	19
2.4 PERTIMBANGAN <i>KICK TOLERANCE</i> .....	19
2.4.1 Deteksi <i>Kick</i> .....	19
2.4.2 Tingkah laku Gas <i>kick</i> .....	19
2.4.3 Tekanan Maksimal pada <i>Casing Shoe</i> .....	20
2.4.4 Kesuksesan Penutupan vs Tekanan Maksimal pada <i>Casing Shoe</i> .....	20
2.5 FAKTOR YANG MEMPENGARUHI <i>KICK TOLERANCE</i> .....	20
2.6 PERENCANAAN <i>SETTING</i> KEDALAMAN <i>CASING</i> .....	20
2.7 ANALISIS DAN PERHITUNGAN <i>KICK TOLERANCE</i> .....	21
2.7.1 Menentukan Tinggi Gas (pada kondisi Maksimal).....	22
2.8 REFERENSI <i>KICK TOLERANCE</i> .....	25
2.9 PENELITIAN TERDAHULU .....	26
<b>BAB III TINJAUAN LAPANGAN.....</b>	<b>28</b>
3.1 SEJARAH LAPANGAN MINYAK A DAN S .....	28
3.2 LINGKUP KERJA PERUSAHAAN.....	28
3.2.1 Wilayah Kerja .....	28
3.2.2 Daerah Operasi Perusahaan.....	28

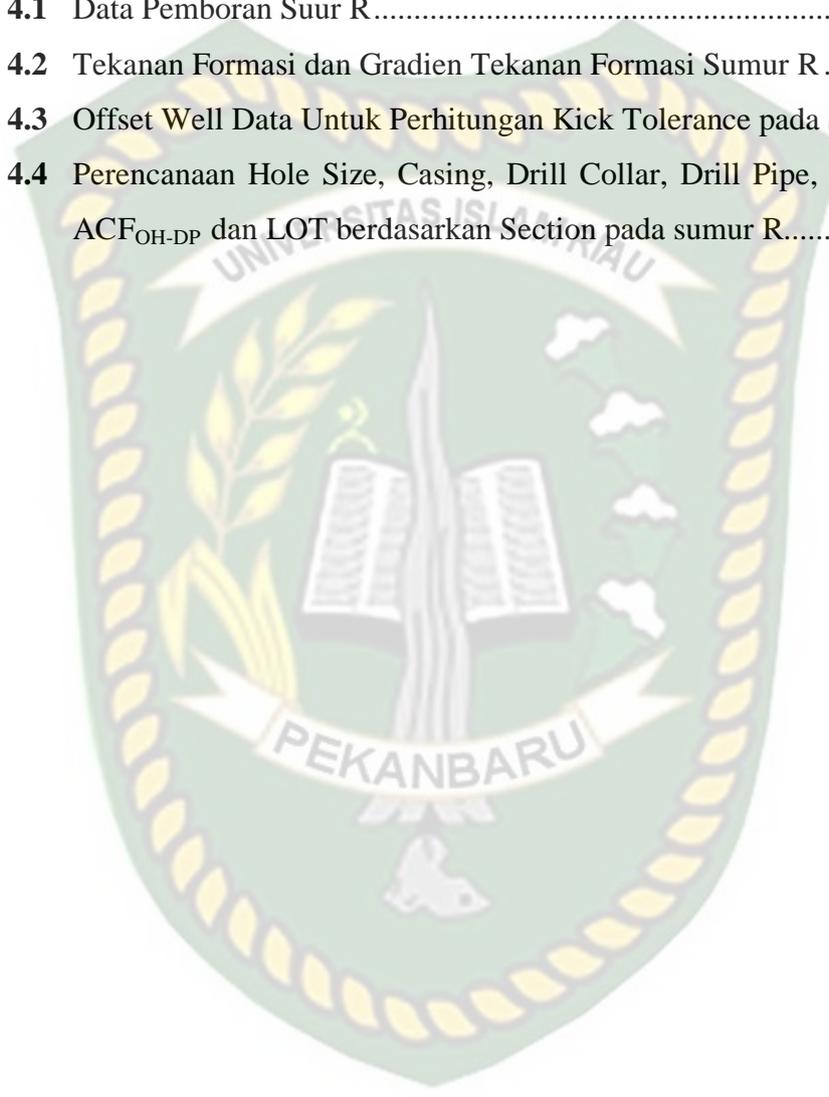
3.3 GEOLOGI SUMUR R .....	29
3.3.1 Geologi Regional .....	29
3.3.2 Stratigrafi Regional .....	29
3.4 KARAKTERISTIK <i>RESERVOIR</i> SUMUR R .....	30
3.4.1 Ketersediaan Data .....	30
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN.....</b>	<b>31</b>
4.1. DATA <i>KICK TOLERANCE</i> PADA <i>OFFSET WELL</i> .....	31
4.1.1 Perhitungan Tekanan Pori Formasi ( <i>Pore Pressure</i> ) Pada Sumur R... 31	
4.1.2 Perhitungan <i>Kick Tolerance</i> pada Sumur R.....	35
4.1.3 Penentuan Kedalaman <i>Casing</i> Melalui Grafik.....	37
4.2 ANALISIS <i>KICK TOLERANCE</i> .....	44
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>45</b>
5.1 KESIMPULAN .....	45
5.2 SARAN .....	45
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>47</b>
<b>LAMPIRAN A.....</b>	<b>50</b>
<b>LAMPIRAN B .....</b>	<b>52</b>
<b>LAMPIRAN C .....</b>	<b>53</b>
<b>LAMPIRAN D .....</b>	<b>55</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Flow Chart Penelitian .....	4
<b>Gambar 2.1</b>	Pengaruh Tekanan Pori Terhadap Perencanaan Casing .....	6
<b>Gambar 2.2</b>	Plot Trend Line Tekanan Normal Dengan Metode D-Exponent...	10
<b>Gambar 2.3</b>	Matrix Coefficients Of Matthews And Kelly .....	11
<b>Gambar 2.4</b>	Poisson's Ratio Of Eaton .....	12
<b>Gambar 2.5</b>	Projected Formation Pressures and Fracture Gradients.....	13
<b>Gambar 3.2</b>	Basemap Seismik dan Sumur .....	30
<b>Gambar 4.1</b>	Kedalaman Vs Drilling Rate .....	34
<b>Gambar 4.2</b>	Plot antara kedalaman vs Densitas Lumpur Pada Tekanan Pori, Gradien Rekah Formasi dan LOT .....	37
<b>Gambar 4.3</b>	Plot antara Kedalaman vs Berat Lumpur, Tekanan Pori, Gradien Rekah Formasi, dan LOT .....	38
<b>Gambar 4.4</b>	Well Diagram .....	39

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b>	Contoh Petunjuk Intensitas Kick.....	19
<b>Tabel 2.2</b>	Harga EMW ( <i>Equivalent Mud Weight</i> ) berdasarkan tipe tekanan.....	21
<b>Tabel 2.3</b>	Contoh Perunjuk Kick Tolerance.....	26
<b>Tabel 4.1</b>	Data Pemboran Suur R.....	32
<b>Tabel 4.2</b>	Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan Formasi Sumur R.....	34
<b>Tabel 4.3</b>	Offset Well Data Untuk Perhitungan Kick Tolerance pada Sumur R	35
<b>Tabel 4.4</b>	Perencanaan Hole Size, Casing, Drill Collar, Drill Pipe, $ACF_{OH-BHA}$ , $ACF_{OH-DP}$ dan LOT berdasarkan Section pada sumur R.....	40



## DAFTAR SINGKATAN

ACF	<i>Annular Capaci Factor</i>
ACF <sub>OH-BHA</sub>	<i>Annular Capaci Factor (Open Hole-BHA)</i>
ACF <sub>OH-DP</sub>	<i>Annular Capaci Factor (Open Hole-DP)</i>
BHP	<i>Battom Hole Pressure</i>
CMW	<i>Current Mud Weight</i>
Dcorr	d-Ekspontent Terkoreksi
EMW	<i>Equivalen Mud Weight</i>
HP <sub>annular</sub>	Tekanan Hidrostatik <i>Annular</i>
HP <sub>dp</sub>	Tekanan Hidrostatik <i>Drill Pipe</i>
HP <sub>gas</sub>	Tekanan Hidrostatik Gas
HP <sub>mud</sub>	Tekanan Hidrostatik Lumpur
HP <sub>MiA</sub>	Tekanan Hidrostatik Lumpur di <i>Annulus</i>
HP <sub>of influx</sub>	Tekanan Hidrostatik Lumpur dari Fluida <i>Kick</i>
HP <sub>string</sub>	Tekanan Hidrostatik <i>String</i>
KI	<i>Kick Intensity</i>
KMW	<i>Kill Mud Weight</i>
LOT	<i>Leak Off Test</i>
MAASP	<i>Maximum Allowable Annular Surface Pressure</i>
MW	<i>Mud Weight</i>
Pf	Tekanan Formasi
PPG	<i>Pons Per Galon</i>
P <sub>shoe</sub>	Tekanan Pada <i>Shoe</i>
RPM	Rotation Per Minute

SICP	<i>Shut In Casing Pressure</i>
SIDPP	<i>Shut In Drillpipe Pressure</i>
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
$V_{shoe}$	Volume Kick Maksimal pada <i>Shoe</i>
WOB	<i>Weight On Bit</i>



## DAFTAR SIMBOL

$\sigma$	<i>Matrix Stress</i>
D	Diameter bit
d	Eksponen berat pada pahat dan diameter pahat terhadap laju penembusan
e	Eksponen kecepatan putar meja putar terhadap laju penembusan
k	Kemudahan formasi untuk dibor ( <i>Drillability</i> )
$d_{mod}$	d-Exponent Terkoreksi
$\rho_e$	Densitas Lumpur Nyata
$\rho_n$	Densitas Lumpur Normal Equivalent dengan tekanan formasi normal
Ki	<i>Matrix Coefficien</i>
$P_{shoe}$	Tekanan pada <i>Shoe</i>
R	Laju Penetrasi, ft /jam
N	Kecepatan Putar, rpm
W	Berat Bit, 1000 lb
v	Poison's Ratio
S	Overburden Pressure, psi/ft

# ANALISIS PENENTUAN *KICK TOLERANCE* PADA SUMUR R UNTUK PENGEMBANGAN LAPANGAN A

**DESNI MAISYAH PUTRI**  
**143210339**

## ABSTRAK

Dalam perencanaan pemboran, penentuan *kick tolerance* merupakan hal penting untuk dilakukan, hal ini berhubungan dengan faktor keselamatan saat operasi pemboran sedang berlangsung. Apabila volume *kick* melebihi batas nilai *kick tolerance* akan menyebabkan terjadinya semburan liar yang sulit untuk diatasi. Sumur R merupakan salah satu sumur pengembangan, berdasarkan data sumur R terdapat *kick* yang berada pada dua titik kedalaman, pertama pada kedalaman 360 ft dan pada kedalaman 680 ft. Analisis dan perhitungan *kick tolerance* dilakukan pada sumur ini untuk mengetahui kedalaman casing yang sesuai yang dapat menahan *kick* dan tidak menyebabkan *blowout*.

Data-data yang digunakan untuk menghitung *kick tolerance* yang terjadi pada sumur R (*offset well*) meliputi data kedalaman, tekanan pori, tekanan gradien rekah dan *leak of test* (LOT). Dari data-data tersebut dibuat kurva *mud window* untuk menentukan *casing setting depth* dengan *battom to top*. Dari hasil pengamatan kurva *mud window* nilai kedalaman casing tiap *section* yang diperoleh dikoreksi dengan perhitungan *kick tolerance*.

Hasil perhitungan *kick tolerance* pada sumur R diperoleh 6,04 bbls di trayek kedua dari TVD<sub>shoe</sub> 186 ft ke TVD 460 ft. 5,44 bbls di trayek ketiga dari TVD<sub>shoe</sub> 460 ft ke TVD 680 ft. Dari hasil perhitungan *kick tolerance* pada sumur R ini terdapat adanya *kick* sebesar 0,5 ppg yang ditunjukkan pada grafik *mud window* dimana tekanan pori formasi melebihi tekanan *mud weight*. Oleh karena itu, dengan melihat hasil perhitungan yang telah dilakukan dan membandingkannya dengan sumur R yang telah dilakukan pemboran, maka dapat menggunakan perhitungan *kick tolerance* sebagai bahan acuan untuk pengembangan Lapangan A mendatang.

**Kata Kunci:** *kick tolerance, mud weight, kick, pressure window, battom to top, casing setting depth.*

# ***ANALYSIS OF DETERMINING KICK TOLERANCE IN WELL R FOR FIELD DEVELOPMENT A***

**DESNI MAISYAH PUTRI**  
**143210339**

## ***ABSTRACT***

In planning of drilling, determination of kick tolerance is a necessary thing to conduct, it relates to safety factor during drilling operation. If the number of kick volume exceeds kick tolerance limit, it causes blow out which is hard to overcome. R well is one of development wells, based on the data of well “R” there’s kick that locates at two depth points, the first one is at 360 ft and the second is at 680 ft.

The analysis and calculation of kick tolerance is carried out to figure out appropriate casing depth that can hold kick so the blow out won’t occur. The data used to calculate kick tolerance that occur in well “R“ (offset well) include depth, pore pressure, fracture gradient pressure and LOT. These data turn into a pressure window curve to determine the casing setting depth with bottom to top. From the results of window mud curve observation, we obtained the casing depth of each section and correct it with the calculation of kick tolerance.

The results of analysis and calculation of kick tolerance on R wells are 6.04 bbls on the second route from TVDshoe 186 ft to TVD 460 ft. 5.44 bbls on the third route from TVDshoe 460 ft to TVD 860 ft. From the results of kick tolerance analysis in well R there is a kick of 0.5 ppg which is shown in the mud window curve where the pore pressure of the formation exceeds the number of mud weight. Therefore, by looking at the calculated results and comparing with well R that have drilled, it is recommended to apply the calculation of the kick tolerance as a reference in the upcoming well “R”.

***KEYWORDS:*** *kick tolerance, mud weight, kick, pressure window, battom to top, casing setting depth.*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Lumpur pemboran merupakan faktor penting dalam proses pemboran, selain itu kecepatan pemboran, efisiensi, keselamatan pemboran dan biaya pemboran tergantung pada lumpur pemboran (Rubiandini, 2010). Terjadinya *kick* dan *blowout* juga merupakan pengaruh dari lumpur pemboran. *Kick* merupakan masuknya fluida formasi ke dalam sumur, apabila tidak di tanggulangi maka dapat menyebabkan *blowout* yang membahayakan proses pemboran. Oleh karena itu, apabila suatu sumur pemboran mengidentifikasi ciri – ciri terjadi *kick* maka penanggulangan perlu segera dilakukan agar tidak menyebabkan *blowout*, maka dilakukanlah perhitungan *kick tolerance* untuk mengetahui seberapa banyak *kick* yang dapat ditoleransikan sebelum terjadi rekah pada formasi.

Dalam perencanaan pemboran, *kick tolerance* merupakan hal yang penting untuk dilakukan, karena menyangkut faktor keselamatan saat operasi pemboran sedang berlangsung. *Kick tolerance* merupakan banyaknya volume *kick* yang bisa ditangani sebelum terjadi rekah pada formasi. Analisis dan perhitungan *kick tolerance* terutama dilakukan pada saat perencanaan sumur dan berfungsi untuk efisiensi dalam penentuan titik kedalaman penempatan *casing*. Sehingga dalam penerapannya metode tersebut dapat menguntungkan dalam segi keekonomisan (Rubiandini, 2010).

Sumur R merupakan salah satu sumur pengembangan. Berdasarkan data sumur R terdapat *kick* yang berada pada dua titik kedalaman, pertama pada kedalaman 360 ft dan pada kedalaman 680 ft dimana terlihat bahwa pada kedalaman 360 ft dan 680 ft tekanan pori formasi melebihi *mud weight* (berat lumpur yang di izinkan) sebanyak 0,5 ppg untuk sumur pengembangan nilai tersebut masih termasuk dalam kategori diizinkan namun untuk mencegah agar *kick* tidak semakin besar maka diperlukan perhitungan menggunakan metode *kick*

*tolerance* untuk perencanaan lumpur yang lebih tepat yang dapat dilihat pada grafik *mud window*. Perencanaan pemboran menggunakan metode *kick tolerance* sangat penting untuk dilakukan guna menghindari permasalahan pemboran seperti rekahnya formasi batuan, *kick* atau *blowout*. Oleh karena itu untuk menghindari permasalahan pemboran tersebut perlu dilakukan perencanaan pemboran dengan menggunakan metode *kick tolerance*, dimana data yang digunakan adalah data sumur R yang meliputi kedalaman, tekanan pori, gradien rekah formasi dan *leak off test* (LOT). Setelah melakukan analisis menggunakan metode *kick tolerance* maka diharapkan penelitian ini dapat dimanfaatkan untuk sumur pengembangan pada lapangan A mendatang.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Menentukan tekanan pori dan tekanan rekah formasi pada sumur R menggunakan *mud window*.
2. Menentukan *well diagram* yang sesuai dengan metode *kick tolerance* pada sumur R.
3. Menganalisis hasil yang diperoleh dari metode *kick tolerance* pada sumur R untuk pengembangan Lapangan A.

## 1.3 Batasan masalah

Agar penelitian tugas akhir ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang diinginkan, maka penulisan tugas akhir ini hanya akan membahas:

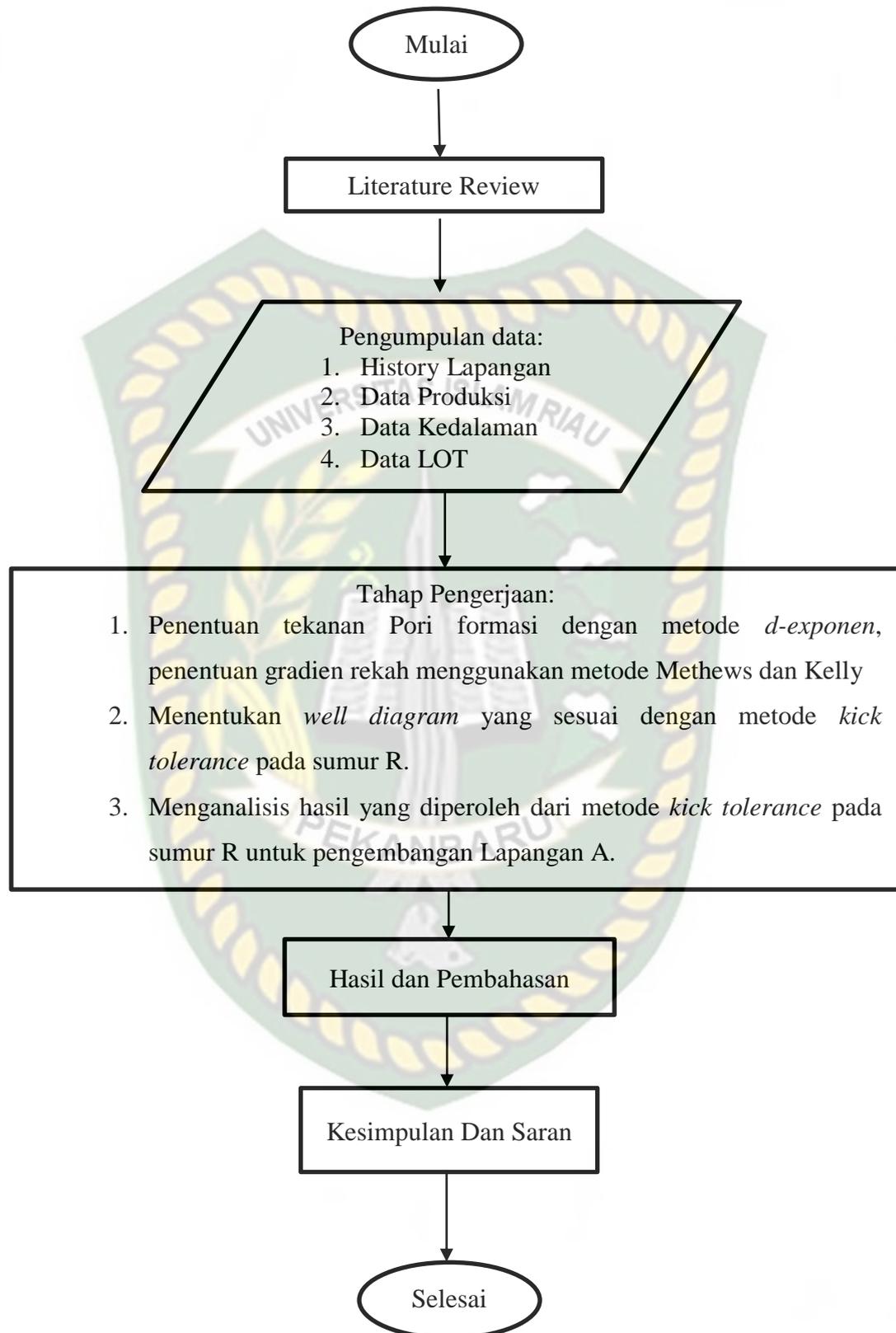
1. Penentuan Tekanan Pori Formasi dengan metode *d-exponen*, dan penentuan gradien rekah menggunakan metode Methews dan Kelly .
2. Plot grafik *mud window* untuk penentuan *well diagram* dengan penggunaan *kick tolerance*.
3. Analisis perhitungan *kick tolerance* sumur R untuk pengembangan lapangan A.
4. Dalam penelitian ini tidak membahas masalah keekonomian, desain lumpur ataupun desain casing untuk sumur R dan sumur pengembangan lainnya.

#### 1.4 Metodologi Penelitian

Metode penelitian tugas akhir ini meliputi:

- a. Penelitian tugas akhir ini dilakukan pada sumur R yang terdapat pada lapangan A wilayah kerja perusahaan X.
- b. Metode penelitian yang digunakan adalah *Field Research*
- c. Teknik pengumpulan data: Data sekunder, diperoleh dengan cara pengumpulan data langsung dari perusahaan X yaitu data reservoir dan *leak off test* (LOT).





Gambar 1.1 Flow Chart Penelitian

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

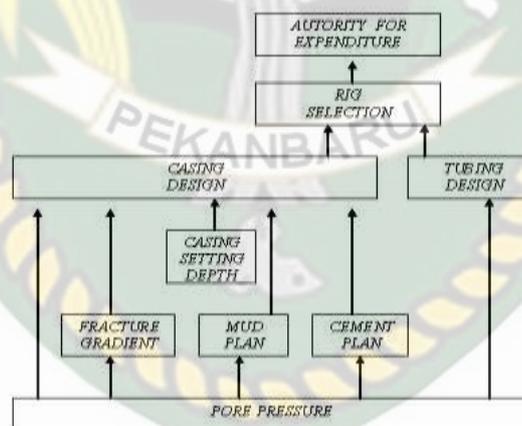
Allah SWT telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkan manusia. Selain sumber daya alam yang dapat diperbarui, Sang Pencipta juga mencukupi kebutuhan manusia dengan sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui. Sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Sifat sumber daya minyak dan gas adalah bisa habis dan punah jika dieksploitasi terus menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan (*property*) hakikatnya adalah milik Allah secara absolut. Allah SWT berfirman dalam QS. al-Maidah (5):7 yang artinya kepunyaan Allah-lah kerajaan langit dan bumi serta apa saja yang ada di antara keduanya. Oleh karena itu pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan. Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya. Dalam hal ini proses pada saat pemboran terkadang memiliki masalah seperti adanya tekanan formasi, tekanan rekah, *kick* atau *blowout*. Untuk meminimalisasi masalah pada saat melakukan pemboran sumur terkait dengan tekanan formasi dan rekah dalam menentukan keberhasilan suatu operasi pemboran yang sesuai untuk mendapatkan laju penembusan yang optimal, aman, dan tentunya juga diimbangi dengan biaya yang seminimal mungkin.

Dalam perencanaan *casing*, pada umumnya ada dua faktor yang berpengaruh yaitu faktor teknis dan ekonomi. Akan tetapi faktor secara teknis merupakan faktor yang lebih diutamakan dari pada faktor ekonomi karena apabila *casing design* suatu sumur cenderung memperhitungkan faktor ekonomi yaitu murah, kadangkalanya dari segi teknis kurang memenuhi kriteria aman atau *safety* sehingga kemungkinan akan menimbulkan masalah di kemudian hari.

Dalam melaksanakan sebuah perencanaan *casing*, terdapat beberapa data yang harus dimiliki oleh seorang ahli pengeboran sehingga sebuah sistem *casing* dapat didesain. Data-data tersebut antara lain:

1. Tekanan Pori (*pore pressure*) atau sering juga disebut *formation pressure* atau tekanan formasi.
2. Tekanan rekah atau gradien rekah (*frac gradient*).
3. Dari data-data tekanan pori atau tekanan rekah, maka didapatkan *setting* kedalaman *casing* dari tiap-tiap bagian *casing*.

*Casing design* suatu sumur dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya tekanan pori, tekanan rekah, lumpur, semen, dan *casing setting depth*. Dari kelima faktor yang mempengaruhi *casing design*, tekanan pori merupakan faktor utama yang mempengaruhi *casing design* dan juga mempengaruhi ke-empat faktor yang lain. Oleh karenanya analisis tekanan pori suatu lapangan diperlukan guna mendapatkan *casing design* yang benar –benar aman secara teknis (Chopra & Huffman, 2006).



Pengaruh Tekanan Pori Terhadap Perencanaan Casing

**Gambar 2.1** Pengaruh Tekanan Pori Terhadap Perencanaan Casing

(Adams .Neal. J, "Drilling Engineering", 1985)

## 2.1 Tekanan

Tekanan adalah salah satu parameter yang mempengaruhi dari perencanaan *casing* pada suatu sumur. Tekanan-tekanan tersebut antara lain adalah tekanan formasi, tekanan normal/hidrostatik *pressure*, tekanan *overburden*, tekanan abnormal dan *fracture pressure*. Pada sub bab ini akan dibahas secara singkat mengenai tekanan-tekanan yang dimaksud di atas tekanan tersebut diantaranya adalah :

### 2.1.1 Tekanan Formasi

Tekanan formasi dapat didefinisikan sebagai tekanan yang bekerja pada fluida formasi (minyak, gas, dan air) dalam ruang pori-pori batuan. Tekanan formasi (Pf) yang normal adalah sama dengan tekanan hidrostatiknya sendiri karena sebagian besar tekanan *overburden* ditahan oleh matrik batuan (Jincai, 2011).

Besar *gradient* tekanan hidrostatik sama dengan 0,465 psi/ft. Setiap *gradient* tekanan formasi diatas *gradient* ini disebut dengan tekanan abnormal (*abnormal pressure*) (Rubiandini, 2010).

#### A. Deteksi Tekanan Pori Formasi

Berbagai metode telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan formasi yang lebih besar daripada *gradient* hidrostatik formasi normal (0,465 psi/ft atau 9 ppg berat lumpur). Metode yang paling banyak digunakan adalah metode *Drilling Rate*, dimana metode ini didasarkan pada perhitungan *d-exponent* (Rubiandini, 2010).

Perbedaan tekanan yang besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi dapat menurunkan laju pemboran. Untuk meningkatkan laju pemboran, densitas lumpur harus diturunkan. Dari sisi tekanan formasi, adanya kenaikan tekanan formasi juga akan meningkatkan laju pemboran. Perlu diingat juga bahwa laju penembusan dipengaruhi oleh parameter lain seperti WOB, RPM, pembersihan lubang sumur, litologi, sifat-sifat fluida, serta jenis dan keadaan pahat. Sehingga perlu kiranya diperhitungkan parameter-parameter tersebut bersama-sama agar perubahan-perubahan yang terjadi terhadap laju penembusan

benar-benar dapat menunjukkan adanya tekanan formasi abnormal (Rubiandini, 2010).

Jordan dan Shirley memberikan suatu hubungan persamaan antara beberapa parameter pemboran di atas yang di sebut dengan *d-eksponen*. Dengan mengamati perubahan harga *d-eksponen* ini terhadap kedalaman maka dapat diperkirakan adanya tekanan abnormal. Kenyataan ini dapat digunakan untuk mendeteksi zona *over-pressure*, dengan menentukan nilai *d-exponent* pada tiap kedalaman (Rubiandini, 2010).

Jordan dan Shirley telah membuat suatu hubungan matematis antara laju penembusan R, kecepatan putar rotary table N, berat pahat W, dan diameter pahat D untuk digunakan dalam memperkirakan tekanan pori formasi. Persamaan tersebut ialah (Rubiandini, 2010):

$$ROP = k \times RPM^e = \left( \frac{WOB}{D} \right)^d \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

- e = Eksponen kecepatan putar meja putar terhadap laju penembusan
- k = Kemudahan formasi untuk dibor (*drillability*)
- RPM = Kecepatan putar rotary table, rpm
- d = Eksponen berat pada pahat dan diameter pahat terhadap laju penembusan
- WOB = *Weight on bit*, lbs
- D = Diameter bit, in
- ROP = Laju penembusan, ft/hr

Pengembangan persamaan di atas dalam bentuk logaritmik memberikan hubungan:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{k \times RPM^e}\right)}{\log\left(\frac{WOB}{D}\right)} \dots\dots\dots (2)$$

Dalam satuan lapangan, persamaan di atas menjadi :

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60 \times k \times RPM^e}\right)}{\log\left(\frac{12 \times WOB}{10^6 \times D}\right)} \dots\dots\dots (3)$$

Rhem dan Mc Clendon menyempurnakan persamaan tersebut dengan melihat bahwa, kenaikan berat lumpur akan menutupi perbedaan tekanan formasi normal dan aktual. Mereka mengajukan suatu perbandingan dalam Persamaan (4). Untuk menghitung pengaruh peningkatan berat lumpur sebagai berikut (Bourgoyne, Millheim, Chenevert, & Young Jr, 1986):

$$d_{mod} = (d - Exp) \frac{\rho n}{\rho e} \dots\dots\dots (4)$$

Keterangan:

$d_{mod}$  = d-Exponent Terkoreksi

$\rho e$  = Densitas Lumpur Nyata, lb/gall

$\rho n$  = Densitas Lumpur Normal Equivalent dengan Tekanan Formasi Normal, lb/gall

lalu tekanan formasi dihitung dengan Persamaan (5) sebagai berikut (Subianto, Pratiknyo, & Dingkaputra, 2017):

$$Pf = \frac{(\rho n)(d-Exp)}{d_{mod}} - 0,3 \dots\dots\dots (5)$$

Keterangan :

Pf = Tekanan Formasi, lb/gall

### 2.1.2 Tekanan Hidrostatik (*Hidrostatik Pressure*)

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang ditimbulkan oleh fluida yang mengisi suatu kolom terhadap kedalaman. Penerapan utama dari tekanan hidrostatik ini adalah untuk memperhitungkan besarnya densitas dari fluida pemboran atau lumpur pemboran. Besarnya tekanan hidrostatik lumpur pemboran dihitung pada kedalaman terukur (*measured depth*). Tekanan hidrostatik lumpur pemboran haruslah lebih besar dari pada tekanan pori formasi dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut (Lapeyrouse, 2002):

$$Ph = 0,052 \times MW \times TVD \dots\dots\dots (6)$$

Dari Persamaan (14), dapat kita gunakan untuk menghitung densitas lumpur yang digunakan, yaitu dengan persamaan sebagai berikut:

$$MW = \frac{ph}{0,052 \times TVD} \dots\dots\dots (7)$$

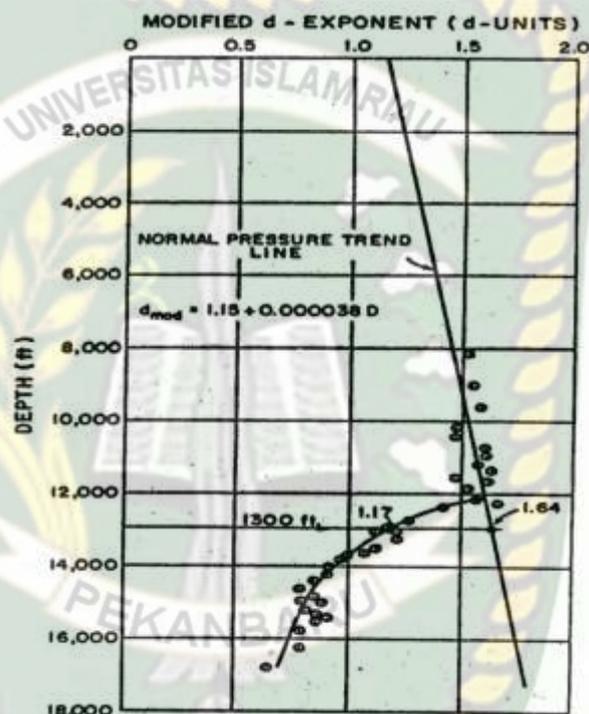
Keterangan:

Ph = Tekanan hidrostatik, psi

MW = *Mud Weight*, ppg

TVD = *Kedalaman*, ft

Bila isi dari kolom yang terisi berbeda cairannya, maka besarnya tekanan hidrostatiknya pun berbeda, air tawar dengan kerapatan 8,33 lb / gal (0,433 psi / ft) hingga air garam dengan kerapatan 9,0 lb / gal (0,465 psi / ft). Pada Gambar 2.2 menunjukkan contoh plot trend line tekanan normal dengan metode *d-Exponent* (Berry & Utama, 2009).



**Gambar 2.2** Plot Trend Line Tekanan Normal Dengan Metode *D-Exponent* (Adams .Neal. J, “*Drilling Engineering*”, 1985)

## 2.2 Tekanan Rekah

Tekanan Rekah adalah tekanan hidrostatik formasi maksimum yang dapat ditahan tanpa menyebabkan terjadinya pecah. Besarnya gradien tekanan rekah dipengaruhi oleh besarnya tekanan *overburden*, tekanan formasi dan kondisi kekuatan batuan (Rubiandini, 2010)

Mengetahui gradien tekanan rekah sangat berguna ketika meneliti kekuatan dasar selubung (*casing*), sedangkan bila gradien tekanan rekah tidak diketahui

maka akan mendapat kesukaran dalam pekerjaan penyemenan dan penyelubangan sumur (Gonzalez, et al., 2004).

Selain dari hasil log, gradien tekanan rekah dapat ditentukan dengan memakai prinsip *leak-off test*, yaitu memberikan tekanan secara bertahap hingga terlihat tanda-tanda mulai pecah, yaitu ditunjukkan dengan kenaikan tekanan terus menerus kemudian tiba-tiba turun. Penentuan gradien tekanan rekah dapat ditentukan dengan rumus berikut:

Mathews dan Kelley, memberikan persamaan (Eaton, 1969):

$$F = \frac{P}{D} + Ki \frac{\sigma}{D} \dots\dots\dots (8)$$

Keterangan:

- F = Tekanan rekah,psi/ft
- P = Tekanan pori formasi,psi/ft
- $\sigma$  = Matrix stress,psi
- D = Kedalaman TVD,ft
- Ki = Matrix coefficient

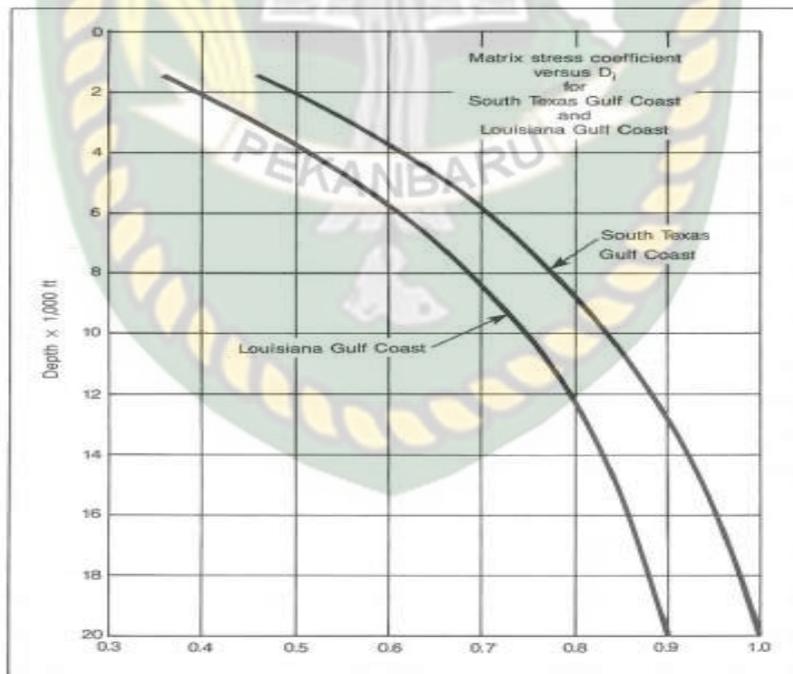
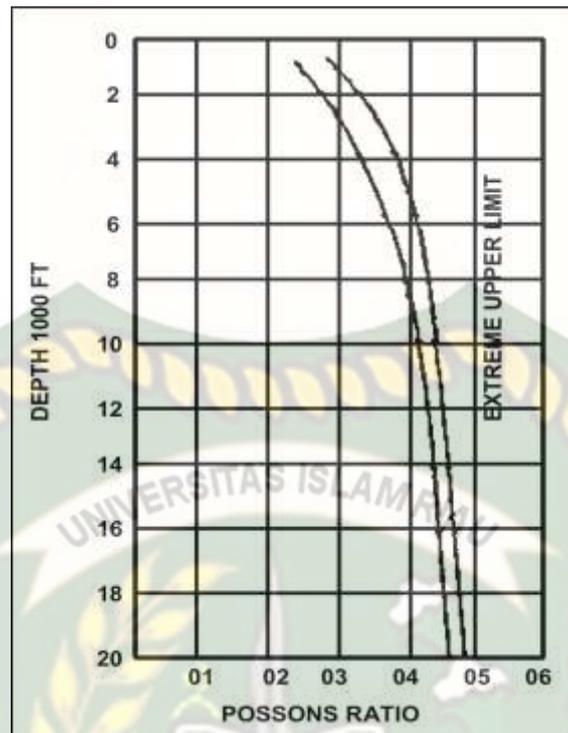


Fig. 4-2 Matrix stress coefficients of Matthews and Kelly

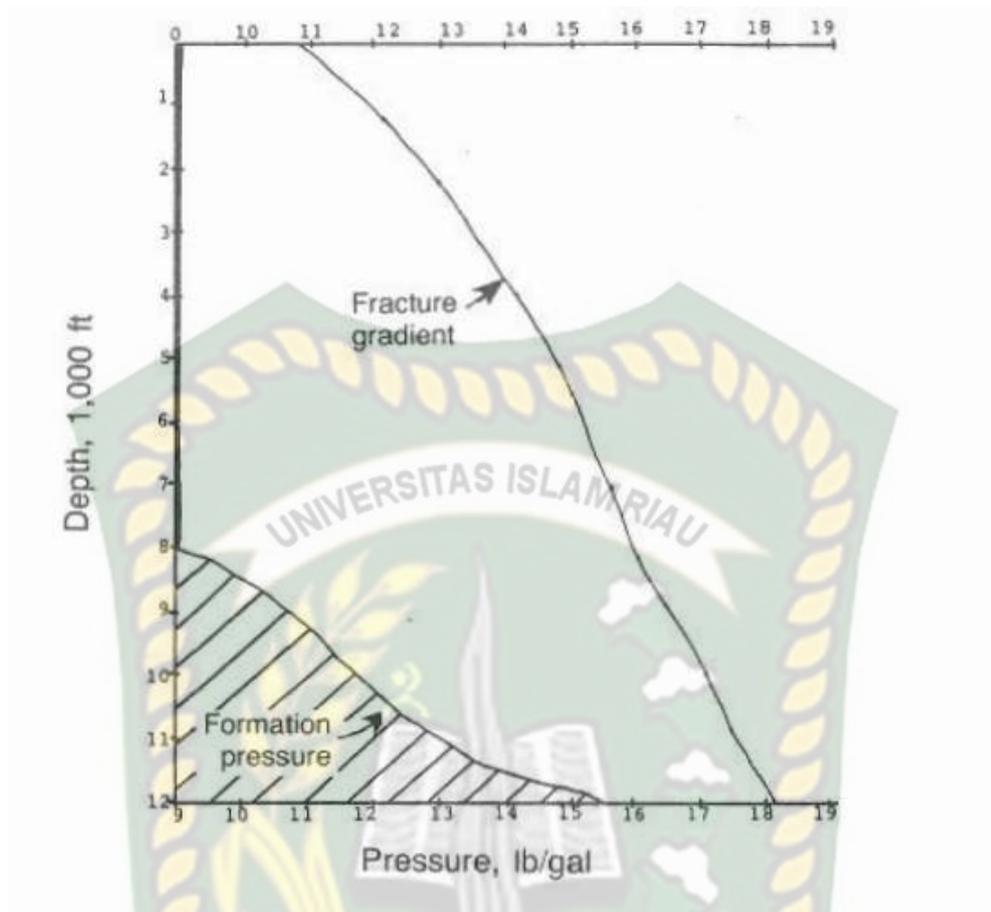
**Gambar 2.3** Matrix Coefficients Of Matthews And Kelly  
(Adams .Neal. J, "Drilling Engineering", 1985)



**Gambar 2.4** Poisson's Ratio Of Eaton  
(Adams .Neal. J, "Drilling Engineering", 1985)

### 2.3 Proyeksi Tekanan Formasi dan Gradien Rekah

Melalui informasi yang telah didapat dari *offset well data*, termasuk data-data hasil *logging* seperti *resistivity*, *sonic* dan *radioaktif log*, informasi pengeboran dan lumpur, bersamaan dengan adanya interpretasi geologi, dapat dipersiapkan suatu interpretasi terhadap tekanan formasi yang ada dan gradien rekahnya pada tiap kedalaman. Dua plot dalam skala linier antara dua tekanan yang dihasilkan, yakni tekanan formasi dan rekah formasi, sehingga menghasilkan suatu *pressure window* untuk memudahkan memperoleh interpolasi terhadap *casing setting depth* yang akurat pada tiap trayek *casing* seperti Gambar 2.5. dibawah ini



**Gambar 2.5** Projected Formation Pressures and Fracture Gradients  
(Adams .Neal. J, “Drilling Engineering”, 1985)

*Kick tolerance* dapat didefinisikan sebagai ukuran *kick* maksimum yang dapat ditoleransi tanpa merusak *casing shoe*. *Kick tolerance* juga dapat didefinisikan dalam istilah tekanan pori maksimum yang diizinkan berdasarkan tes integritas tekanan atau *formation integrity test* (FIT) atau berat lumpur maksimum yang diizinkan yang dapat ditoleransi tanpa merusak *casing shoe*. (Yaseen Othman, 2014).

*Kick tolerance* merupakan batasan dari volume *kick* yang dapat disirkulasikan secara aman keluar dari dalam lubang sumur tanpa menimbulkan kerusakan pada *casing* sebelumnya dan juga pada formasi pada saat disirkulasikan. Nilai dari *kick tolerance* merupakan fungsi dari tekanan formasi dan tekanan rekah formasi (Rubiandini, 2010).

Pada umumnya, setiap perusahaan memiliki standar volume *kick tolerance* tersendiri pada masing-masing lapangan yang mereka miliki. Pemahaman dan penggunaan *kick tolerance* yang tepat sangatlah penting, terlebih pada proyek pengembangan sumur-sumur, sumur-sumur eksplorasi, sumur-sumur *deewwater* dan sumur-sumur *ultra-deepwater*.

## 2.2 Konsep Dasar *Kick Tolerance*

Terdapat beberapa bahasan mengenai konsep-konsep dasar *kick tolerance* diantaranya adalah prinsip *u-tube*, kondisi seimbang, pengertian intensitas *kick*, perhitungan tekanan formasi maksimum, *u-tube* dengan kondisi maksimal penutupan sumur, *shut in drillpipe pressure* (SIDPP), *shut in casing pressure* (SICP), *maximum allowable annular surface pressure* (MAASP) dan kondisi maksimum saat penutupan sumur (Grace r. D., 1994).

### 2.2.1 Prinsip *U-Tube*

Keseimbangan tekanan dalam penutupan sumur bisa diilustrasikan dengan *u-tube*. Satu sisi merepresentasikan rangkaian *drill string* dan yang lain merepresentasikan *annulus*. Kedua sisi terhubung pada lubang yang berada dibawah *u-tube*. BHP (*bottom hole pressure*) pada kondisi statik saat penutupan sumur akan sama dengan penjumlahan dari tekanan hidrostatik dan tekanan permukaan pada masing-masing sisi dari *u-tube* (Grace R. , 1994).

Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut (Lapeyrouse, 2002):

$$BHP = SIDPP + HP_{string} = SICP + HP_{annular} \dots\dots\dots(9)$$

Keterangan:

SIDPP	= <i>Shut-in Drill Pipe Pressure</i> , psi
HP <sub>dp</sub>	= Tekanan Hidrostatik <i>Drill String</i> , psi
BHP	= <i>Bottom Hole Pressure</i> , psi
HP <sub>Annular</sub>	= Tekanan Hidrostatik di <i>Annular</i> , psi
SICP	= <i>Shut-in Casing Pressure</i> , psi

Penutupan sumur dalam keadaan seimbang ketika tidak ada tekanan yang tertangkap dalam sistem. Dengan keadaan sumur dalam keseimbangan. BHP akan sama dengan formasi( FP).

Persamaan yang di gunakan untuk menghitung ini adalah (Lapeyrouse, 2002):

$$FP = SIDPP + HP_{string} = SICP + HP_{annular} \dots\dots\dots(10)$$

Keterangan:

FP	= Tekanan Formasi, psi
SIDPP	= <i>Shut-in Drill Pipe Pressure</i> , psi
HP <sub>string</sub>	= Tekanan Hidrostatik <i>Drill String</i> , psi
HP <sub>Annular</sub>	= Tekanan Hidrostatik annular, psi
SICP	= <i>Shut-in Casing Pressure</i> , psi

### 2.2.2 Kondisi Maksimum Saat Penutupan Sumur

*Current mud weight* (CMW) adalah nilai yang tetap oleh karena itu, tekanan hidrostatik pada *drill string* juga tetap. Jika kita mempelajari tentang skenario terburuk pada suatu sumur, kita bisa memfokuskan pertimbangan kondisi sumur pada:

1. *Gas kick*
2. SICP sama dengan MAASP

Di bawah kondisi-kondisi baru seperti ini, kita akan mempunyai  $SIDPP_{max}$  dan tekanan formasi maksimum ( $FP_{max}$ ) (Eren, 2018).

### 2.2.3 Perhitungan tekanan formasi maksimal

Tekanan formasi maksimum didefinisikan dalam dua persamaan berikut Dinyatakan sebagai tekanan (psi):

$$FP_{max} = KI \text{ (psi)} + HP_{dp} \text{ (psi)} \dots\dots\dots(11)$$

Atau (Lapeyrouse, 2002):

$$FP_{max} = KI \text{ (psi)} + (0,052 \times CMW, \text{ ppg} \times TVD, \text{ ft}) \dots\dots\dots(12)$$

Dinyatakan dengan EMW(ppg):

$$FP_{max} = KI \text{ (psi)} + CMW \text{ (ppg)} \dots\dots\dots(13)$$

Keterangan:

FP <sub>max</sub>	= Tekanan Formasi Maksimal, ppg
KI	= Intensitas <i>Kick</i> , ppg
HP <sub>dp</sub>	= Tekanan Hidrostatik <i>Drill Pipe</i> , psi
CMW	= <i>Current Mud Weight</i> , ppg
TVD	= Kedalaman ( <i>True Vertical Depth</i> ), ft

#### 2.2.4 U-Tube dengan Kondisi Maksimal Penutupan

Menggantikan  $SIDPP_{max}$  dengan KI, kita mempunyai keseimbangan tekanan antara sisi *drill string* dan *annulus*.

#### 2.2.5 SIDPP (*Shut-in Drill Pipe Pressure*)

SIDPP adalah tekanan di permukaan yang dibutuhkan untuk mengganti kekurangan tekanan hidrostatik pada CMW di dalam *drill pipe*, juga untuk menyeimbangkan tekanan formasi. Angka ini di gunakan untuk *kill mud weight* (KMW). Dalam kata lain, SDIPP adalah ukuran untuk intensitas *kick*, dan sama perbedaan antara tekanan hidrostatik yang terdesak oleh CMW yang berada di dalam *drill sting* dan formasi (FP).

SIDPP digunakan untuk menentukan berat lumpur yang dibutuhkan untuk menyeimbangkan tekanan formasi dengan menggunakan persamaan yang diberikan di bawah ini (Lapeyrouse, 2002)

$$SIDPP = FP - (0,052 \times MW \times TVD) \dots \dots \dots (14)$$

Keterangan:

SIDPP	= <i>Shut in Drill Pipe Pressure</i> , psi
CMW	= <i>Current Mud Weight</i> , ppg
FP	= Tekanan Formasi, psi
BHP	= <i>Bottom Hole Pressure</i> , psi

SIDPP dapat dilihat di *drilling console* dari lantai bor dan berfungsi untuk menghitung tekanan formasi, berat lumpur untuk mengatasi *kick* (*kill mud weight*) dan tekanan pertama saat sirkulasi (*initial circulating pressure*). SIDPP diusahakan lebih rendah dari SICP (*Shut In Casing Pressure*)

SIDPP yang terlalu tinggi atau rendah dapat di sebabkan oleh hal-hal sebagai berikut:

1. Dengan adanya *kick* yang besar
2. Adanya tekanan yang terjebak (*trap pressure*)
3. Terlalu awal dalam pembacaan SIDPP sebelum tekanan formasi menjadi stabil

4. Terlambat dalam pembacaan SIDPP sehingga memperlihatkan adanya efek migrasi gas

### 2.2.6 SICP (*Shut-in Casing Pressure*)

Ketika terjadi *kick*, fluida formasi masuk ke dalam lubang sumur. Densitas fluida formasi biasanya lebih ringan dari lumpur, selanjutnya akan mengurangi tekanan keseluruhan di *annulus*. Total tekanan hidrostatik di *annulus* akan lebih rendah dari tekanan hidrostatik di *drill string* karena sebagian lumpur di *annulus* akan tercampur atau tergantikan oleh fluida formasi. Hal inilah yang mengakibatkan berkurangnya berat lumpur, tinggi kolom lumpur, atau bahkan keduanya. Ketika fluida formasi mendorong lumpur baik di dalam *drill string* maupun di *annulus* dan tekanan hidrostatik di *annulus* turun, maka akan timbul harga SICP yang tinggi. Bagaimanapun juga bila tekanan hidrostatik di *annulus*, jumlah *cutting* dan *influx* lebih besar dari *drill string*, maka akan di dapatkan harga SICP yang lebih rendah dari SIDPP (*shut in drill pipe pressure*). Secara matematis harga SICP dapat di tentukan sebagai berikut (Lapeyrouse, 2002):

$$\text{SICP} = (\text{FP}) - \text{HP}_{\text{MiA}} + \text{HP}_{\text{of influx}} \dots \dots \dots (15)$$

Keterangan:

SICP	= <i>Shut in Casing Pressure</i> , psi
FP	= Tekanan Formasi, psi
HP <sub>MiA</sub>	= Tekanan Hidrostatik lumpur di <i>Annulus</i> , psi
HP <sub>of influx</sub>	= Tekanan Hidrostatik dari Fluida <i>Kick</i> , psi

### 2.2.7 MAASP (*Maximum Allowable Annular Surface Pressure*)

MAASP adalah tekanan dalam kelebihan tekanan hidrostatik. Jika tekanan ini berlebihan, maka akan menyebabkan kehilangan tekanan dalam formasi atau *bust* pada *casing*.

Titik lemah (*weak point*) pada lubang bor harus diidentifikasi agar bisa dihitung dengan MAASP. *Weak point* ini bisa berlokasi di permukaan (*well head* BOP) atau pada *downhole* (*casing/shole/open hole*), biasanya seorang *engineer* mendesain sumur sesuai dengan integritas pada *shoe*. Asumsikan bahwa bagian paling atas adalah titik terlemah dari sistem. Oleh sebab itu MAASP di dasarkan

pada integritas *casing shoe*, dan di hitung berdasarkan LOT. Persamaannya sebagai berikut (Lapeyrouse, 2002):

$$\text{MAASP} = \text{LOT} - (0,052 \times \text{CMW} \times \text{TVD}) \dots \dots \dots (16)$$

Keterangan:

MAASP	= <i>Maximum Allowable Annular Surface Pressure</i> , psi
LOT	= <i>Leak Off Test</i> , psi
CMW	= <i>Current Mud Weight</i> , ppg
TVD	= Kedalaman ( <i>True Vertical Depth</i> ), ft

### 2.3 Jenis-jenis *Kick Tolerance*

*Kick tolerance* terbagi dalam dua jenis, yang pertama adalah *kick intensity* dan yang kedua adalah *kick size*. Untuk lebih jelasnya akan dibahas satu persatu di bawah ini.

#### 2.3.1 *Kick Intensity (KI)*

*Kick intensity* adalah perbedaan antara tekanan formasi maksimum yang diantisipasi dan berat lumpur yang direncanakan. *Kick intensity* dihitung dalam EMW (ppg), dan dikhususkan pada *face* perencanaan pemboran sesuai dengan tekanan formasi dan perkiraan tekanan rekah formasi. *Kick tolerance* yang maksimal akan memberikan keamanan pada tekanan rekah pada *shoe* (LOT) dan berat lumpur (*mud weight*) pada *open hole*. Beberapa harga *kick intensity* akan menjadi fungsi dari kepastian data tekanan pori dan data tekanan rekah (Dedenuola & Adeleye, 2003).

Petunjuk lokal harus ditetapkan mengenai besarnya harga KI yang diijinkan sebagai contoh dapat dilihat pada **Tabel 2.1** petunjuk KI yang aktual untuk area tertentu mungkin akan berbeda-beda, sesuai dengan tingkat ketidak pastian dari informasi yang tersedia, sifat operasi, dan berdasarkan pengalaman dan praktek manajemen resiko pada masing-masing area.

**Tabel 2.1** Contoh Petunjuk *Intensitas Kick*

<i>Kick Intensity</i>	Penerapan
Kurang dari 0,5 ppg	Proyek Pengembangan
Antara 0,5 ppg dan 1 ppg	Proyek Penilaian
Lebih dari 1 ppg	Proyel Eksplorasi (lebih tinggi dengan ketidakpastian dari informasi yang tersedia)

Sumber : Chevron Texaco Overseas Petroleum(2004)

### 2.3.2 Kick Size ( $V_{kick}$ )

*Kick size* adalah volume yang diizinkan pada *kick* (dalam barrel), dan merupakan hasil dari perhitungan *kick tolerance*. Hal ini tergantung pada geometri *annulus* pada keadaan perhitungan *open hole*. Kita berasumsi bahwa *kick* terletak di bagian *open hole* semua perhitungan (Ohara, Flores, & Smith, 2018).

## 2.4 Pertimbangan *Kick Tolerance*

Pertimbangan *kick tolerance* terbagi menjadi deteksi *kick*, tingkah laku gas *kick*, tekanan maksimal pada *casing shoe*, dan keberhasilan penutupan sumur vs tekanan maksimal pada *casing shoe*.

### 2.4.1 Deteksi *Kick*

*Kick* mula-mula terdeteksi dan terukur pada *bit* saat operasi pemboran sedang berlangsung. Keuntungan lubang akan didapatkan sebagai *kick size* ( $V_{kick}$ ) untuk semua perhitungan (Fraser, Lindley, Moore, & Staak, 2014).

### 2.4.2 Tingkah laku Gas *kick*

Untuk prosedur *well control* BHP yang konstan, gas *kick* akan berkembang dalam cara yang terkendali ketika disirkulasikan ke atas *leat annulus* secara simultan. Tekanan *casing* pada permukaan akan meningkat untuk mengimbangi kehilangan tekanan hidrostatik lumpur karena penambahan berat gas sebagai perkembangan dari *kick* (Wessel & Tarr, 1991).

### 2.4.3 Tekanan Maksimal pada *Casing Shoe*

Peningkatan tekanan pada *casing* di permukaan selama proses *well control* akan menyebabkan tekanan yang tinggi pada *casing shoe*. Pencapaian maksimal ketika puncak dari gas tiba di *shoe*, (asumsi menggunakan *Driller's Method*, sehingga hasil dari hitungan paling sederhana). Intinya tekanan hidrostatik di atas *shoe* harus konstan. Saat gas benar-benar berada di atas *shoe*, tekanan *casing* akan konstan jika BHP tetap konstan (Smith & Patel, 2012).

### 2.4.4 Kesuksesan Penutupan vs Tekanan Maksimal pada *Casing Shoe*

Berhasilnya penutupan sumur tidak menjamin bahwa batas titik lemah (*casing shoe*) tidak akan terlampaui selama prosedur *well control*, bahkan jika BHP konstan. Tekanan maksimal pada *shoe* bisa tercapai jika gas berada pada *shoe*. Pertimbangan ini kritis untuk jarak *annular* yang sempit dan kondisi *open hole* yang panjang, dimana barat gas *kick* karena perkembangan berpotensi membuat jumlah tekanan hidrostatik di atas *shoe* (CMW), dan tekanan pada permukaan *casing* melampaui batas tekanan saat LOT (Yequan, Cheng, & Qian, 2017).

## 2.5 Faktor yang mempengaruhi *Kick Tolerance*

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi *kick tolerance*, diantaranya adalah (Rabian, 2002):

1. Jenis sumur (pengembangan atau eksplorasi)
2. Tekanan pori dan gardien rekah formasi
3. Pertambahan *true vertical depth open* (TVD) pada *hole*
4. Pertambahan berat lumpur dan data LOT (*leak off test*)
5. Desain volume *influx* yang dapat diedarkan dengan aman

## 2.6 Perencanaan *Setting Kedalaman Casing*

Setelah didapatkan plot antara tekanan formasi dan gradien rekah formasi, maka selanjutnya adalah menentukan besarnya EMW (*equivalent mud weight*). Hal ini dikarenakan EMW menggambarkan besarnya densitas lumpur yang dapat mengontrol atau mengimbangi tekanan formasi tanpa memecahkan atau merekahkan formasi dalam kedalaman yang tergolong cukup dangkal.

Harga EMW kemudian ditambahkan dengan nilai tertentu dapat dilihat pada **Tabel 2.2** sebagai berikut (Adem & Charrier, 1985):

**Tabel 2.2** Harga EMW (*equivalent mud weight*) berdasarkan tipe tekanan

Jumlah <i>Lb/gal</i>	Tujuan	Tipe Tekanan
15.6	(EMW) Formation Pressure	Actual Mud Weight
0.3	Trip Margin / Swab	Actual Mud Weight
0.3	Surge Pressure	Equivalent Mud Weight
0.2	Safety Factor	Equivalent Mud Weight
16.4	= <b>Total</b>	

Sumber : (Adams .Neal. J, "Drilling Engineering", 1985)

Setelah dilakukan penambahan terhadap EMW awal maka didapatkan total tekanan yang dibutuhkan untuk melakukan *setting depth casing*. Dengan cara plot antara tekanan formasi dan gradien rekah formasi tarik garis vertikal ke atas sesuai dengan besar harga total tekanan (setelah penambahan) dalam *pressure window* hingga mengenai plot gradien tekanan rekah formasi. Setelah itu tarik garis ke kiri menuju *depth* maka akan didapatkan letak kedalaman *setting depth* yang tepat untuk trayek tersebut.

## 2.7 Analisis dan Perhitungan *Kick Tolerance*

Setelah data yang di perlukan sudah diketahui, ,maka langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan-perhitungan yang diperlukan dalam melakukan Evaluasi *kick tolerance* untuk menentukan titik kedalaman *casing*. Dalam perhitungan *kick tolerance* ini, asumsikan bahwa kita berada pada fase perencanaan, meliputi:

1. MAASP adalah fungsi dari integritas *casing shoe* (titik lemah)
2. Para kru, untuk petugas *driller's method* (scenario kasus terburuk untuk tekanan pada *shoe*)
3. Zona *kick* tunggal
4. Gas *kick*, gelombang tunggal berada dibawah
5. *U-tube* utuh (untuk integritas *open hole*)
6. Pertambahan *mud weight* berdasarkan tekanan pori

Dengan menggunakan Persamaan (8), kita dapat menghitung volume *kick* ( $V_{kick}$ ), dengan mengikuti beberapa parameter berikut ini:

KI (psi) = Berasal dari tekanan formasi (FP)

MAASP (psi) = Berasal dari hasil LOT

CMW (ppg) = *Current Mud Weight* dalam sumur

*Well Geometry* = *Annular Capacity Factor* (ACF)

### 2.7.1 Menentukan Tinggi Gas (pada kondisi Maksimal)

Tinggi gas maksimal digunakan sebagai acuan untuk dua skenario evaluasi *kick tolerance*, yang pertama adalah ketika gas *kick* berada pada pahat dan yang kedua pada saat *kick* terdeteksi di *casing shoe*. Persamaan yang ada adalah sebagai berikut:

$$KI + HP_{dp} = HP_{gas} + HP_{mud} + MAASP \dots\dots\dots(17)$$

Keterangan:

KI = Intensitas *Kick*, psi

$HP_{dp}$  = Tekanan Hidrostatik *Drill Pipe*, psi

$HP_{gas}$  = Tekanan Hidrostatik Gas, psi

$HP_{mud}$  = Tekanan Hidrostatik Lumpur, psi

MAASP = *Maximum Allowable Annular Surface Pressure*, psi

1. Menghitung MAASP berdasarkan LOT, Ppg

Persamaan yang digunakan untuk menghitung MAASP adalah sebagai berikut (Lapeyrouse, 2002):

$$MAASP = 0,052 \times TVD_{shoe} \times (LOT - CMW) \dots\dots\dots(18)$$

Keterangan:

MAASP = *Maximum Allowable Annular Surface Pressure*,psi

$TVD_{shoe}$  = Kedalaman (*True Vertical Depth*) pada *Shoe*, ft

LOT = *Leak Off Test*, ppg

CMW = *Current Mud Weight*, ppg

2. Menghitung Intensitas *Kick* (KI), Psi

Persamaan yang digunakan untuk menghitung intensitas *kick* adalah sebagai berikut:

$$KI = 0,052 \times KI \text{ (ppg)} \times TVD \dots\dots\dots (19)$$

Keterangan:

KI = Intensitas *Kick*, psi

KI = Intensitas *Kick*, ppg

### 3. Menghitung Tinggi Gas pada Kondisi Maksimal

Kita substitusikan Persamaan (18) dan Persamaan (19) sehingga didapat persamaan untuk menghitung tinggi gas adalah sebagai berikut (Rabia, 2002):

$$H_{gas} = \frac{MAASP - KI}{(0,052 \times CMW)} - 0,1 \dots\dots\dots (20)$$

Keterangan:

$H_{gas}$  = Tinggi Kolom Gas, ft

MAASP = *Maximum Allowable Annular Surface Pressure*, psi

KI = Intensitas *Kick*, psi

CMW = *Curren Mud Weight*, ppg

Persamaan (20) digunakan untuk menghitung tinggi maksimal gas yang mana tinggi tersebut tidak melebihi MAASP untuk kondisi sumur (KI, CMW dan geometri sumur), pada setiap titik di bagi *open hole*. Kemudian  $H_{gas}$  harus digunakan sebagai tinggi gas maksimal untuk dua scenario yang telah ditentukan, yaitu ketika *kick* terdeteksi pada *bit* dan ketika *kick* terdeteksi pada *casing shoe*.

### 4. Menghitung Maksimal Volum *Kick* pada Pahat sesuai dengan Tinggi Gas

Langkah berikutnya adalah menghitung maksimal volum *kick* pada pahat sesuai dengan tinggi gas. Persamaan yang digunakan untuk menghitung volume *kick* maksimal pada pahat sesuai tinggi gas adalah sebagai berikut (Rabia, 2002):

$$V_1 = H_{gas} \times ACF_{OH-BHA} \dots\dots\dots (21)$$

Keterangan:

$V_1$  = Volume *Kick* Maksimal, bbls

$H_{gas}$  = Tinggi Gas, ft

$ACF_{OH-BHA}$  = *Annular Capacity Factor (Open Hole-BHA)*, bbls/ft

### 5. Menganalisis Volume *Kick* Maksimal pada *Shoe*

Langkah selanjutnya adalah menganalisis volume *kick* pada *casing shoe*, dengan mengikuti langkah-langkah berikut ini:

6. Menghitung Volume *Kick* Maksimal pada *shoe* yang sesuai dengan tinggi gas

Pertama, yaitu menghitung volume *kick* maksimal pada *shoe* yang sesuai dengan tinggi gas. Persamaan yang digunakan untuk menghitung volume *kick* maksimal pada *shoe* yang sesuai dengan tinggi gas adalah sebagai berikut (Lindi, 2017):

$$V_{shoe} = H_{gas} \times ACF_{OH-DP} \dots \dots \dots (22)$$

Keterangan:

$V_{shoe}$  = Volume *Kick* Maksimal pada *Shoe*, bbls

$H_{gas}$  = Tinggi Kolom Gas, ft

$ACF_{OH-DP}$  = *Annular Capacity Factor (Open Hole-PD)*, bbls/ft

$V_{shoe}$  adalah volume *kick* yang sesuai dengan tinggi gas yang diizinkan ( $H_{gas}$ ) pada kedalaman *casing shoe*.

7. Mengkonversi  $V_{shoe}$  Kembali ke kondisi Pahat

$V_{shoe}$  adalah volume *kick* yang sudah diperluas dalam pengontrolan dari kondisi awal penutupan sumur. Sejak *kick* terdeteksi pada pahat, kita butuh mengkonversi  $V_{kick}$  kembali kondisi awal *kick*.

8. Menghitung tekanan yang sesuai dengan  $V_{shoe}$

Persamaan yang digunakan untuk menghitung tekanan yang sesuai dengan  $V_{shoe}$  adalah sebagai berikut:

$$P_{shoe} = 0,052 \times LOT \times TVD_{shoe} \dots \dots \dots (23)$$

Keterangan:

$P_{shoe}$  = Tekanan pada *Shoe*, psi

LOT = *Leak Off Test*, psi

$TVD_{shoe}$  = *True Vertical Depth*, ft

9. Menghitung tekanan formasi maksimum ( $FP_{max}$ )

Tekanan *kick* mula-mula pada pahat adalah tekanan formasi maksimum. Persamaan yang digunakan untuk menghitung tekanan formasi maksimum adalah sebagai berikut:

$$FP_{max} = KI \text{ (psi)} + (0,052 \times CMW \times TVD) \dots \dots \dots (24)$$

Keterangan:

$FP_{max}$  = Tekanan Formasi Maksimal, psi

KI = Intensitas *Kick*, psi

CMW = *Current Mud Weight*, ppg

TVD = *True Vertical Depth*, ft

10. Kemudian mengkonversi  $V_{shoe}$  ke kondisi pahat menggunakan hukum Boyle  
 Nilai yang sudah didapat kemudian dikonversi dengan menggunakan hukum Boyle, dengan persamaan seperti di bawah ini (Santos, Catak, & Valluri, 2011):

$$V_2 = V_{shoe} \times \frac{P_{shoe}}{FP_{max}} \dots\dots\dots(25)$$

Keterangan:

$V_2$  = Volume Konversi, bbls

$V_{shoe}$  = Volume *Kick* pada *Shoe*, bbls

$P_{shoe}$  = Tekanan pada *Shoe*, psi

$FP_{max}$  = Tekanan Formasi Maksimum, psi

11. Membandingkan Volume *Kick*  $V_1$  dan  $V_2$

Membandingkan volume-volume *kick*  $V_1$  dan  $V_2$  menggunakan metode Boyle serta memilih angka yang lebih rendah. *Kick tolerance* diberikan pada kondisi sumur yang mana volume paling kecil diantara  $V_1$  dan  $V_2$  yang sudah dihitung, (seperti *maximum allowable, kick volume, volume kick* yang terdeteksi pada pahat bor, menghindari kerusakan pada saat penutupan sumur dan detik sirkulasi *kick* dari sumur menggunakan *constant BHP kill method*) (Al-a'ameri, 2015)

## 2.8 Referensi *Kick Tolerance*

Serupa dengan KI, pedoman lokal harus diterapkan mengenai persetujuan besarnya nilai *kick tolerance* yang diizinkan untuk operasi tertentu. Contoh ditunjukkan pada Tabel 2.3. Pedoman *kick tolerance* aktual pada area khusus mungkin akan berbeda dari contoh ini, sesuai dengan tingkat ketidakpastian dari informasi yang tersedia, sifat operasi, dan arena pengalaman dan praktek manajemen resiko pada daerah masing-masing.

Sebagai contoh, pada operasi laut dalam atau laut sangat dalam, berdasarkan keperluan disana adalah persediaan *kick tolerance* yang sedikit dalam mendesain sumur. Kesadaran akan kendala ini membuat deteksi dini pada *kick* dan pelatihan

*well control* yang lengkap (menggunakan prosedur khusus) sangat penting untuk dilakukan keberhasilan operasional.

**Tabel 2.3** Contoh Petunjuk *Kick Tolerance*

Toleransi Volume <i>Kick</i>	Wewenang Pemberi Persetujuan
Lebih dari 50 bbls	<i>Drilling Engineer</i>
50 hingga 25 bbls	<i>Drilling Superintendent</i>
Kurang dari 25 bbls	<i>Drilling Manager</i>

Sumber : (Chevron Texaco Overseas Petroleum, 2004)

## 2.9 Penelitian Terdahulu

Penelitian menggunakan metode *kick tolerance* ini telah pernah dilakukan oleh (Huda, 2014) dengan metode yang digunakan untuk menghitung *kick tolerance* adalah pengolahan dari data sumur-sumur di sekitar sumur X (*offset well*). Berdasarkan perbandingan sumur “TRD” (*offset well*) dan Sumur “X” bahwa besarnya nilai *kick tolerance* sangat mempengaruhi terhadap nilai *casing setting depth* begitu juga dengan perhitungan keefisiensian tersebut. Hasil analisa dan perhitungan *kick tolerance* pada sumur X adalah 0,26 bbls diseksi *openhole* pertama pada kedalaman 200 ft hingga 1600 ft. 13,63 bbls di trayek kedua dari TVDshoe 1600 ft ke TVD 5800 ft 15,91 bbls di trayek ketiga dari TVDshoe 5800 ft ke TVD 8400 ft, dan yang terakhir dari TVDshoe 8400 ft ke TVD 9300 ft dengan besar volume *kick tolerance* 48,85 bbls. Kemudian data tersebut dibandingkan dengan data *kick tolerance* pada sumur TRD. Hasilnya tidak terdapat perbedaan yang terlalu jauh, ini dikarenakan kedalaman dan formasi yang ditembus antara kedua sumur hampir sama. Sehingga besarnya volume *kick tolerance* yang dihitung memiliki hasil yang berdekatan.

Selain itu penelitian menggunakan metode *Kick Tolerance* menurut (Ryannaldo, 2014) Hasil analisa dan perhitungan *kick tolerance* pada sumur X adalah 146,03 bbls diseksi *openhole* pertama pada kedalaman 500 ft hingga 1440 ft. 155,04 bbls di trayek kedua dari TVDshoe 1440 ft ke TVD 4150 ft. 160,48 bbls di trayek ketiga dari TVDshoe 4150 ft ke TVD 7388 ft dan yang terakhir dari TVDshoe 7388 ft ke TVD 9290 ft dengan besar volume *kick tolerance* 148,36 bbls. Kemudian data tersebut dibandingkan dengan data *kick tolerance* pada

sumur KRX. Hasilnya tidak terdapat perbedaan yang terlalu jauh, ini dikarenakan kedalaman dan jenis formasi antara kedua sumur hampir sama. Sehingga besarnya volume *kick tolerance* yang dihitung memiliki hasil yang berdekatan. Oleh karena itu, dengan melihat hasil perhitungan yang telah dihitung dan membandingkannya dengan sumur KRX yang telah melakukan pemboran, maka dianjurkan untuk menerapkan hasil analisa dan perhitungan *kick tolerance* ini dalam pemboran pengembangan pada sumur X mendatang.



## BAB III

### TINJUAN LAPANGAN

#### 3.1 Sejarah Lapangan Minyak A

Dalam upaya pencarian minyak Sumatera bagian tengah, operasi A dimulai pada tahun 1963 yang mana pengiriman minyak didistribusikan ke Dumai. Produksi minyak dilapangan A enam bulan sebelum dikelola oleh perusahaan X rata-rata berjumlah 1550 *Barrel Oil Per Day* (BOPD) dan setelah diambil alih oleh Perusahaan X, produksi rata-rata harian berjumlah 1590 BOPD.

Secara teknis block X ini masih cukup menjanjikan untuk dikembangkan. Dengan dasar tersebut Perusahaan berkomitmen untuk mengelola dan mengembangkan wilayah kerja perusahaan X. Untuk memaksimalkan produksi minyak serta akan melakukan kajian dan kegiatan eksplorasi pada struktur temuan dan prospek yang telah ada. Dengan komitmen akan mengembangkan dan menambah cadangan hydrocarbon untuk menjaga ketahanan energi nasional.

#### 3.2 Lingkup Kerja Perusahaan

##### 3.2.1 Wilayah Kerja

Wilayah kerja perusahaan X meliputi 2 wilayah kabupaten di provinsi riau, yaitu Batang dan Petapahan, Rokan hilir dan Rokan hulu yang terbagi kedalam 2 (dua) lapangan besar, yaitu: Batang dan Lindai.

Untuk saat ini, lapangan A memiliki 85 sumur, dimana sumur yang aktif berjumlah 62 sumur, sumur OFF berjumlah 11 sumur, sumur *long time closed* berjumlah 8 sumur, dan sumur *abandon* berjumlah 4 sumur. Sedangkan lapangan S memiliki tiga puluh sumur, dimana sumur yang aktif berjumlah 20 sumur, sumur OFF berjumlah 3 sumur, sumur *long time closed* berjumlah 5 sumur, dan sumur *abandon* berjumlah 2 sumur.

##### 3.2.2 Daerah Operasi Perusahaan

Lapangan A merupakan salah satu lapangan yang cukup potensial untuk dikembangkan, berada di area 2 blok perusahaan X, berada di desa Kotalama,

Kecamatan Kunto Darussalam, Kabupaten Rokan Hulu, Propinsi Riau. Sumur eksplorasi R merupakan sumur ke tiga di lapangan A.

Perusahaan X berencana untuk melakukan pengeboran explorasi R yang di maksud untuk melengkapi data yang tidak lengkap atau tidak diaquisisi dikedua sumur sebelumnya. Sumur R merupakan sumur eksplorasi yang berada didekat sumur R (20 m), Sumur R ini di proses untuk memvalidasi sumur R yang tidak memiliki data test sama sekali, sedangkan *flowing oil* masih terus terjadi sampai tahun 2012.

### 3.3 Geologi Sumur R

#### 3.3.1 Geologi Regional

Secara tatanan geologi regional, sumur R terletak pada Cekungan Sumatra Tengah dan tidak terlepas dari Mandala Tektonik Regional Pulau Sumatera dan tektonik Asia Tenggara secara keseluruhan. tiga periode tektonik penting yang mempengaruhi perkembangan struktur regional di Asia Tenggara yaitu kurang lebih 45 Ma, 25 Ma, dan 5 Ma. Pada periode-periode tersebut menandai adanya perubahan pergerakan dan batas-batas lempeng.

Cekungan Sumatra Tengah memiliki batuan dasar Pra-Tersier yang dangkal, sehingga batuan sedimen Tersier yang menutupinya sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar. Struktur geologi di batuan Tersier yang dijumpai tidak terlepas dari pengaruh posisi tumbukan menyudut antara lempeng Asia Tenggara dengan Samudera Hindia di Sumatera yang menimbulkan *dextral wrenching stress* yang kuat. Dengan demikian struktur-struktur yang ada di Cekungan Sumatra ini kebanyakan memiliki karakteristik *wrench tectonic*, termasuk sesar besar bersudut, *upthrust* dan *flower structure*. Struktur tersebut mempunyai arah kemiringan ke timur laut, dan arah jurus ke barat laut, sehingga membentuk sudut yang besar terhadap vektor konvergen (Yarmanto dan Aulia, 1988).

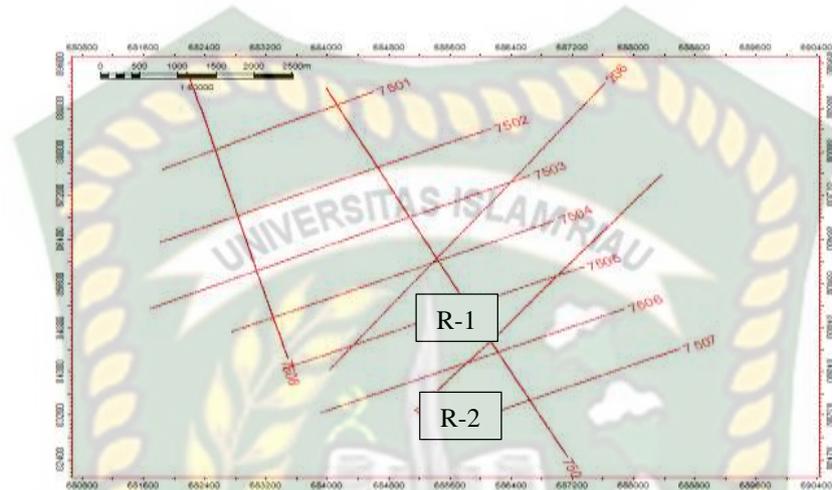
#### 3.3.2 Stratigrafi Regional

Menurut eubank dan makki (1981), kompleks pra tersier atau batuan dasar cekungan sumatra tengah terdiri dari kompleks metamorf paleozoikum dan mesozoikum batuan pra tersier tersebut dari timur ke barat terbagi dalam tiga kelompok yaitu malacca terrane, mutus assemblage dan mergui terrane.

### 3.4 Karakteristik *Reservoir* Sumur R

#### 3.4.1 Ketersediaan Data

Dalam proses ini data yang digunakan melingkupi data line seismik 2D dan data sumur R. Peta Basemap seismik dan sumur ditunjukkan pada gambar sebagai berikut:



**Gambar 3.1** Base map Seismik dan Sumur

Target dari sumur R merupakan anggota dari Grup Sihapas yang di endapkan Miosen awal, secara regional Miosen awal dikenal dengan masa Transgersi di Cekungan Sumatra tengah.

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Dalam perencanaan *casing*, pada umumnya ada dua faktor yang berpengaruh yaitu faktor teknis dan ekonomi. Akan tetapi faktor secara teknis merupakan faktor yang lebih diutamakan dari pada faktor ekonomi karena apabila *casing design* suatu sumur cenderung memperhitungkan faktor ekonomi yaitu murah, kadangkalanya dari segi teknis kurang memenuhi kriteria aman atau *safety* sehingga kemungkinan akan menimbulkan *problem* dikemudian hari.

*Casing design* suatu sumur dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya tekanan pori, tekanan rekah, lumpur, semen, dan *casing setting depth*. Dari kelima faktor yang mempengaruhi *casing design*, tekanan pori merupakan faktor utama yang mempengaruhi *casing design* dan juga mempengaruhi ke-empat faktor yang lain. Oleh karenanya analisis tekanan pori suatu lapangan diperlukan guna mendapatkan *casing design* yang benar-benar aman secara teknis.

Data yang dibutuhkan dalam perhitungan *kick tolerance* ini diambil dari data sumur-sumur yang ada disekitar sumur R (*offset well* data).

#### 4.1. Data Kick Tolerance pada Offset Well

Data pada sumur R yang akan digunakan dalam perhitungan *kick tolerance* meliputi data KI (*Kick Intensity*), panjang dan diameter *drill collar*,  $TVD_{shoe}$ , besar lubang (*hole size*), *outside* dan *inside* diameter *casing*, tekanan pori (*pore pressure*), gradien rekah formasi, *drillpipe*, *current mud weight* (CMW), *annular capacity factor* di *bottom hole assembly* pada kondisi *openhole* ( $ACF_{OH-BHA}$ ), *annular capacity factor* di *drillpipe* pada kondisi *cased hole* ( $ACF_{OH-DP}$ ), dan data *leak off test* (LOT). Tabulasi data *kick tolerance* sumur R tersebut antara lain akan dijelaskan berikut ini.

##### 4.1.1 Perhitungan Tekanan Pori Formasi (*Pore Pressure*) Pada Sumur R

Berbagai metode telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan formasi yang lebih besar daripada gradien hidrostatik formasi normal (0,465 psi/ft atau

pada 9 ppg berat lumpur). Metode yang paling banyak digunakan adalah Metode *Drilling Rate*, dimana metode ini didasarkan pada perhitungan d-exponent.

Perbedaan tekanan yang besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi dapat menurunkan laju pemboran. Untuk meningkatkan laju pemboran, densitas lumpur harus diturunkan. Dari sisi tekanan formasi, adanya kenaikan tekanan formasi juga akan meningkatkan laju pemboran. Perlu diingat juga bahwa laju penembusan dipengaruhi oleh parameter lain seperti WOB, RPM, pembersihan lubang sumur, litologi, sifat-sifat fluida, serta jenis dan keadaan pahat. Sehingga perlu kiranya diperhitungkan parameter-parameter tersebut perubahan-perubahan yang terjadi terhadap laju penembusan benar-benar dapat menunjukkan adanya tekanan formasi *abnormal*.

Sumur yang digunakan sebagai data korelasi adalah sumur R, karena sumur tersebut tidak menggunakan perhitungan *kick tolerance*. Data pemboran sumur R dapat dilihat pada Tabel 4.1 di bawah ini.

**Tabel 4.1** Data Pemboran Sumur R

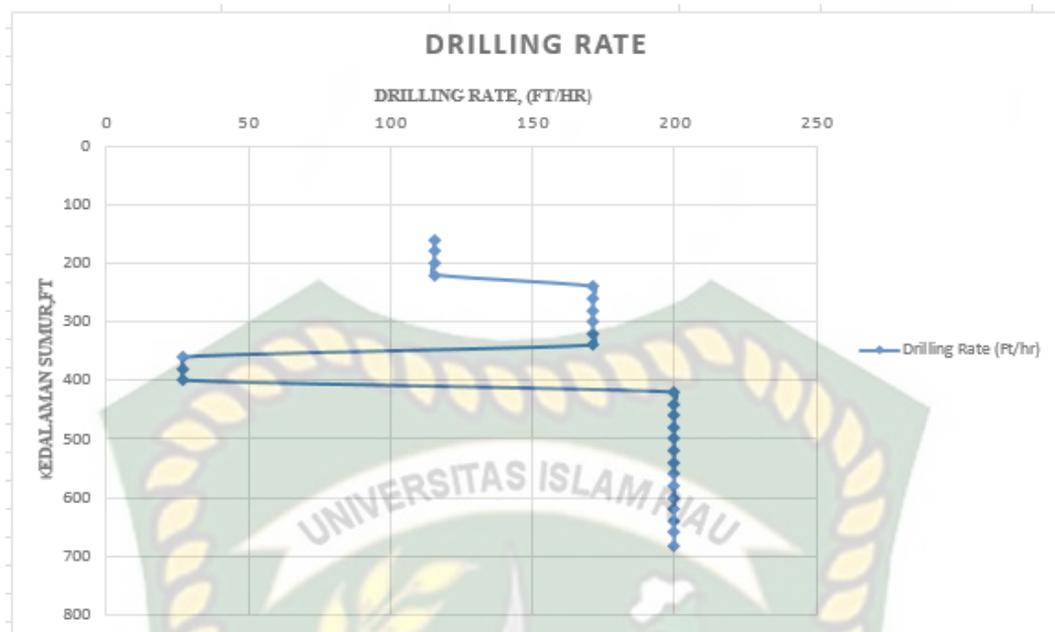
<b>Kedalaman</b>	<b><i>Drill Rate</i></b>	<b><i>Bit Weight</i></b>	<b><i>Rotary Speed</i></b>	<b><i>Mud Weight</i></b>	<b><i>Bit size</i></b>
<b>Ft</b>	<b>ft/hr</b>	<b>1000 lb</b>	<b>Rpm</b>	<b>lb/gall</b>	<b>in</b>
160	115,4	5	120	8,89	12,25
180	115,4	5,5	120	8,89	12,25
200	115,4	6	120	8,89	12,25
220	115,4	7	120	8,89	8,5
240	171,4	8	120	8,89	8,5
260	171,4	8,5	120	9,09	8,5
280	171,4	9	120	9,09	8,5
300	171,4	10	120	9,09	8,5
320	171,4	10,5	110	9,09	8,5
340	171,4	11	110	9,09	8,5
360	27,3	11,5	110	9,29	8,5

**Tabel 4.2** Data Lanjutan

380	27,3	12	112	9,29	8,5
400	27,3	12,5	112	9,29	8,5
420	200	13	112	9,29	8,5
440	200	13,5	113	9,29	8,5
460	200	14	113	9,49	8,5
480	200	14,5	113	9,49	8,5
500	200	15	114	9,49	8,5
520	200	15,5	114	9,49	8,5
540	200	16	114	9,49	8,5
560	200	16,5	115	9,69	8,5
580	200	17	115	9,69	8,5
600	200	17,5	115	9,69	8,5
620	200	18	115	9,69	8,5
640	200	18,5	116	9,69	8,5
660	200	19	116	9,69	8,5
684	200	19,5	116	9,89	8,5

Data laju pemboran, RPM, WOB, *diameter bit* dari Tabel 4.1 di atas dapat digunakan sebagai data dalam perhitungan besarnya nilai *d-exponent* pada tiap kedalaman dengan menggunakan persamaan Adams. Dengan memasukkan data densitas lumpur yang digunakan, dan kemudian dilakukan perhitungan *d-exponent* dan *d-exponent* terkoreksi dan dapat dilihat pada Lampiran A.

Pada Tabel 4.2 menunjukkan nilai *Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan Formasi Sumur R*, dimana besarnya *Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan* dapat ditentukan dengan menggunakan metode *d-eksponen*, untuk contoh perhitungan dapat dilihat pada Lampiran D



**Gambar 4.1** Kedalaman Vs Drilling Rate

Plot antara laju pemboran terhadap kedalaman dapat dilihat pada Gambar 4.1, dimana terdapat penurunan laju pemboran dari 117,4 ft/hr pada kedalaman 240 ft menjadi 27,3 ft/hr pada kedalaman 360 ft, hal ini mengindikasikan terjadinya perubahan tekanan formasi yang cukup besar dikarenakan struktur geologi pada kedalaman 240 ft sampai 360 ft merupakan formasi yang keras (Formasi Telisa).

**Tabel 4.3** Tekanan Formasi dan Gradien Tekanan Formasi Sumur R

<i>Kedalaman</i>	<i>Drilling Rate</i>	<i>d-Exponent</i>	<i>d-Koreksi</i>	<i>MW</i>	<i>Pf</i>	<i>Gradien Tekanan Formasi</i>
<b>Ft</b>	<b>ft/hr</b>			<b>lb/gall</b>	<b>Psi</b>	
160	115,4	1,47	1,14	8,89	8,59	11,90
180	115,4	1,52	1,18	8,89	8,59	12,08
200	115,4	1,57	1,22	8,89	8,59	12,26
220	115,4	1,67	1,29	8,89	8,59	12,45
240	171,4	1,59	1,24	8,89	8,59	12,55
260	171,4	1,64	1,27	9,09	8,79	12,75
280	171,4	1,68	1,30	9,09	8,79	12,95

300	171,4	1,76	1,37	9,09	8,79	13,07
320	171,4	1,76	1,37	9,09	8,79	13,18
340	171,4	1,80	1,39	9,09	8,79	13,39
360	27,3	2,77	2,15	9,29	8,99	13,69
380	27,3	2,84	2,20	9,29	8,99	13,72
400	27,3	2,90	2,25	9,29	8,99	13,74
420	200	1,89	1,47	9,29	8,99	13,77
440	200	1,93	1,50	9,29	8,99	13,79
460	200	1,97	1,53	9,49	9,65	14,44
480	200	2,01	1,56	9,49	9,19	14,43
500	200	2,06	1,59	9,49	9,19	14,57
520	200	2,10	1,62	9,49	9,19	14,59
540	200	2,14	1,66	9,49	9,19	14,62
560	200	2,19	1,69	9,69	9,39	14,70
580	200	2,23	1,73	9,69	9,39	14,84
600	200	2,27	1,71	9,69	9,39	14,98
620	200	2,31	1,75	9,69	9,39	15,01
640	200	2,36	1,78	9,69	9,39	15,16
660	200	2,40	1,81	9,69	9,39	15,31
684	200	2,44	1,85	9,89	9,97	14,42

#### 4.1.2 Perhitungan *Kick Tolerance* pada Sumur R

Penentuan *kick tolerance* untuk sumur R dapat menggunakan Persamaan 17 pada Bab Tinjauan Pustaka. Untuk hasil ini dapat dilihat pada Tabel 4.3 berikut ini.

**Tabel 4.4** Data sumur untuk perhitungan *kick tolerance* pada sumur R

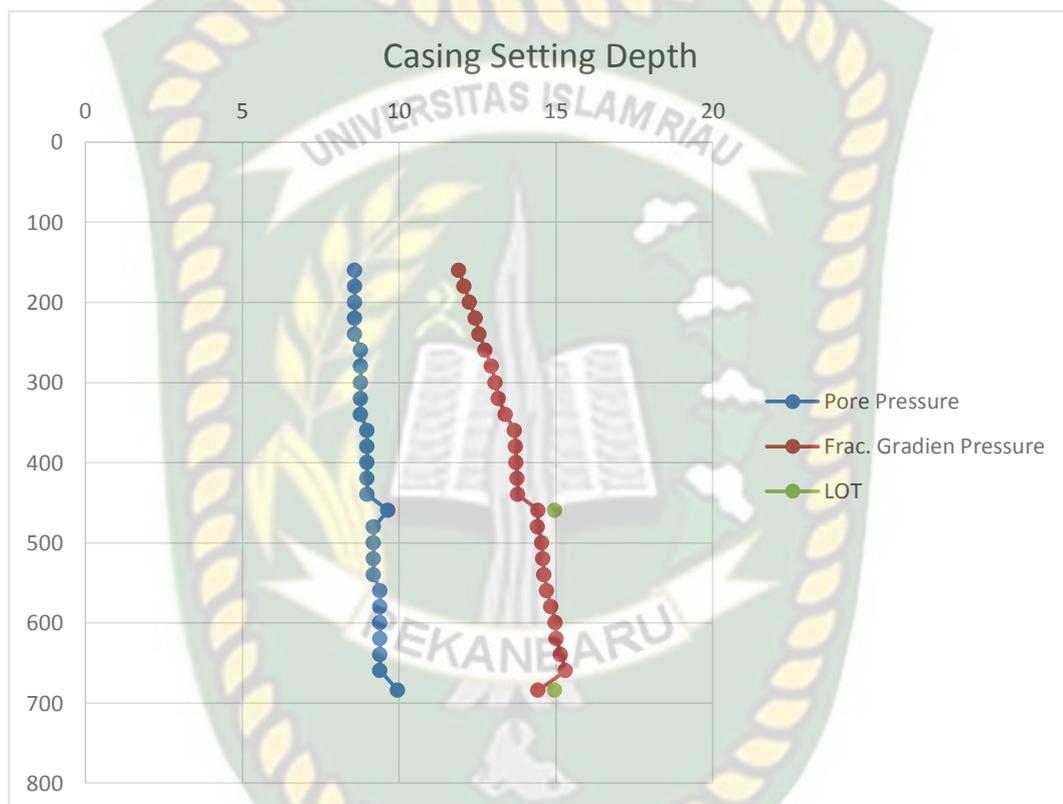
Depth	Pore Pressure	Gradien Rekah Formasi	MW	LOT
TVD(ft)	Ppg	Ppg	ppg	Ppg
160	8,59	11,90	8,89	
180	8,59	12,08	8,89	

**Tabel 4.5** Data sumur untuk perhitungan *kick tolerance* pada sumur R

200	8,59	12,26	8,89	
220	8,59	12,45	8,89	
240	8,59	12,55	8,89	
260	8,79	12,75	9,09	
280	8,79	12,95	9,09	
300	8,79	13,07	9,09	
320	8,79	13,18	9,09	
340	8,79	13,39	9,09	
360	8,99	13,69	9,29	
380	8,99	13,72	9,29	
400	8,99	13,74	9,29	
420	8,99	13,77	9,29	
440	8,99	13,79	9,29	
460	9,65	14,44	9,49	14,97
480	9,19	14,43	9,49	
500	9,19	14,57	9,49	
520	9,19	14,59	9,49	
540	9,19	14,62	9,49	
560	9,39	14,70	9,69	
580	9,39	14,84	9,69	
600	9,39	14,98	9,69	
620	9,39	15,01	9,69	
640	9,39	15,16	9,69	
660	9,39	15,31	9,69	
684	9,97	14,42	9,89	14,97

#### 4.1.3 Penentuan Kedalaman Casing Melalui Grafik

Setelah mendapatkan hasil perhitungan gradient rekah formasi dengan berbagai metode seperti yang telah dilakukan, langkah selanjutnya adalah membuat grafik dengan memasukkan data antara kedalaman vs faktor formasi, kedalaman vs gradien rekah formasi, kemudian membuat garis eksponennya, serta memasukkan nilai *leak off test* (LOT). Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1 dibawah ini:

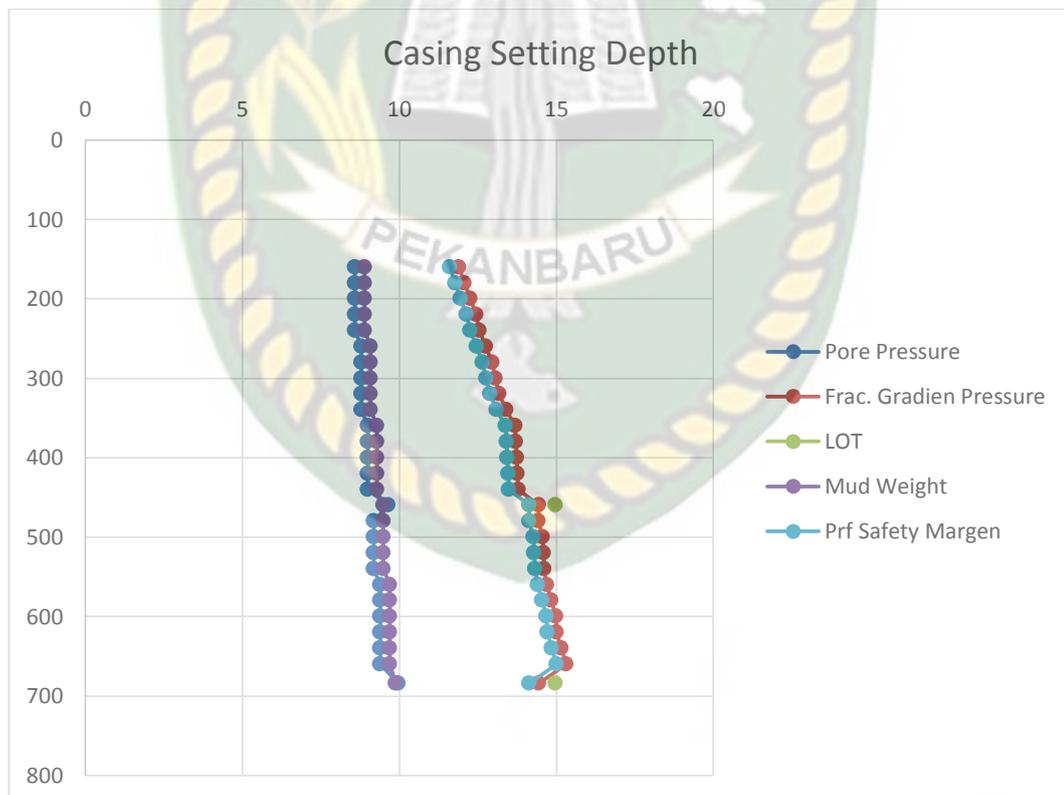


**Gambar 4.2** Plot antara kedalaman vs Densitas Lumpur Pada Tekanan Pori, Gradien Rekah Formasi dan LOT

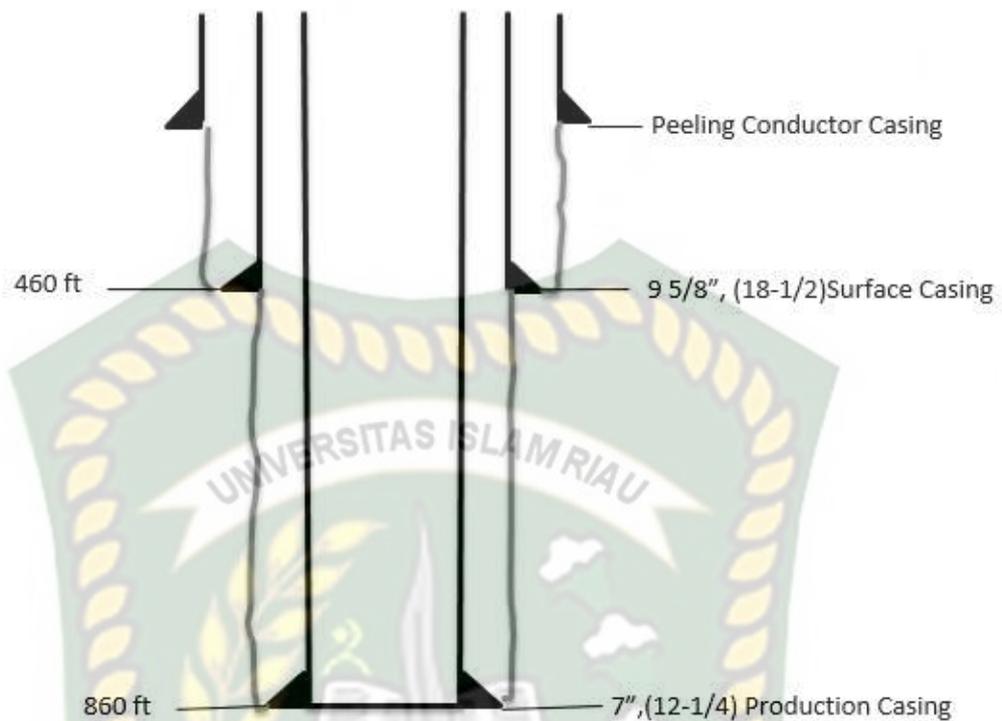
Pada Gambar 4.1 Selain tekanan formasi, diperlukan juga data tentang tekanan rekah (*fracture*) formasi batuan. Dapat dilihat dari grafik di atas garis *pore pressure* berada disebelah kiri sedangkan garis *fracture gradien pressure* berada disebelah kanan menandakan bahwa tekanan pori formasi lebih kecil dari gradien rekah formasi. Tekanan formasi dan tekanan rekah merupakan dua data penting dalam mendisain sumur dan pelaksanaan operasi pemboran. Tekanan didalam lubang sumur harus lebih besar dari tekanan formasi, namun tekanan

dalam lubang tersebut tidak boleh lebih besar dari tekanan rekah. Tekanan di dalam lubang sumur itu didapat dari kolom lumpur pemboran yang dikenal dengan tekanan hidrostatik. Jika tekanan hidrostatik lebih kecil dari tekanan formasi maka fluida dari formasi akan masuk ke lubang sumur dan bisa menyebabkan *kick* dan *blowout*, sedangkan jika tekanan formasi lebih besar dari tekanan rekah formasi atau batuan tersebut, maka bisa menyebabkan *loss circulation* atau hilangnya lumpur pemboran ke dalam formasi.

Setelah memiliki gradien rekah formasi dan tekanan pori, selanjutnya menentukan berat lumpur (MW) yang akan digunakan dengan cara menambah *trip margin* (0.3 ppg) + *surge pressure* (0.3 ppg) + *safety factor* (0.2 ppg) = (0.8) dari tekanan pori. *safety fracture pressure* juga ditentukan sebagai batasan *safety* dalam penentuan *casing setting depth*, dengan cara *gradien rekah formasi* – *safety margin* (0.3). grafik hasil penentuan berat lumpur dan *safety fracture gradien* ditunjukkan pada Gambar 4.2



**Gambar 4.3** Plot antara Kedalaman vs Berat Lumpur, Tekanan Pori, Gradien Rekah Formasi, dan LOT



**Gambar 4 4** Well Diagram

Langkah selanjutnya adalah penentuan titik kedalaman *casing*. Titik kedalaman casing ditentukan berdasarkan pengamatan grafik dengan *cara bottom to top* pada Gambar 4.3. Dimana titik kedalaman casing ditentukan harus berada diantara tekanan pori dan gradien rekah formasi yang terpilih. Sesuai dengan metode yang ada dalam *Neal J. Adams* setelah mengamati grafik pada Gambar 4.3 maka dapat ditentukan dua titik kedalaman casing, titik pertama pada kedalaman 460 ft, dan titik kedua berada pada kedalaman 680 ft. Jika tidak dipasang pada kedalaman yang telah ditentukan, maka dapat mengakibatkan terjadinya *blowout* dikareakan pada kedalaman 460 ft sudah terlihat bahwa tekanan pori formasi melebihi tekanan *mud weight* hal ini jika tidak diantisipasi maka dapat mengganggu proses pemboran.

**Tabel 4.6** Perencanaan *Hole Size, Casing, Drill Collar, Drill Pipe, ACF<sub>OH-BHA</sub>, ACF<sub>OH-DP</sub>* dan *LOT* berdasarkan *Section* pada sumur R

Section	TVD Shoe (ft)	TVD (ft)	Hole Size (inch)	Casing OD (inch)	Casing ID (inch)	CMW (ppg)	ACF (OH-BHA) (Bbl/ft)	ACF (OH-DP) (Bbl/ft)	LOT (ppg)
I	186	460	12,25	9,63	8,83	9,49	0,103	0,12	14,97
II	460	680	8,5	7	6,36	9,89	0,027	0,046	14,97

Tahap perhitungan dari masing-masing *section* pada tabel di atas adalah sebagai berikut:

#### A. Seksi Pertama

1. *Hole Size* = 12-1/4
2.  $TVD_{shoe}$  = 186
3. *TVD* = 460
4. *CMW* = 9,49
5. *LOT* = 14,97
6.  $ACF_{OH-DP}$  = 0,12
7.  $ACF_{OH-BHA}$  = 0,103

#### 1. Menghitung (MAASP) Psi

$$\begin{aligned}
 MAASP &= 0,052 \times TVD_{shoe} \times (LOT - CMW) \\
 &= 0,052 \times 186 \times (14,97 - 9,49) \\
 &= 0,052 \times 186 \times (5,48) \\
 &= 53 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

#### 2. Menghitung KI, Psi

$$\begin{aligned}
 KI &= 0,052 \times KI(ppg) \times TVD \\
 &= 0,052 \times 0,5 \times 460 \\
 &= 11,96 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

### 3. Menghitung Tinggi Gas $H_{\text{gas}}$ , ft

$$\begin{aligned} H_{\text{gas}} &= \frac{\text{MAASP}-\text{KI}}{0,052 \times \text{CMW}} - (0,1) \\ &= \frac{53-11,96}{0,052 \times 9,49} - (0,1) \\ &= 83,06 \text{ ft} \end{aligned}$$

### 4. Menghitung volume kick maksimal pada pahat

$$\begin{aligned} V_1 &= H_{\text{gas}} \times \text{ACF}_{\text{OH-BHA}} \\ &= 83,06 \times 0,103 \\ &= 8,55 \text{ Bbls} \end{aligned}$$

### 5. Menghitung volume kick maksimal pada shoe

$$\begin{aligned} V_{\text{shoe}} &= H_{\text{gas}} \times \text{ACF}_{\text{OH-DP}} \\ &= 83,06 \times 0,12 \\ &= 9,97 \text{ Bbls} \end{aligned}$$

### 6. Menghitung $P_{\text{shoe}}$

$$\begin{aligned} P_{\text{shoe}} &= 0,052 \times \text{LOT} \times \text{TVD}_{\text{shoe}} \\ &= 0,052 \times 14,97 \times 186 \\ &= 144,79 \text{ Psi} \end{aligned}$$

### 7. Menghitung $\text{FP}_{\text{max}}$

$$\begin{aligned} \text{FP}_{\text{max}} &= \text{KI}(\text{Psi}) + (0,052 \times \text{CMW} \times \text{TVD}) \\ &= 11,96 + (0,052 \times 9,49 \times 460) \\ &= 238,96 \text{ Psi} \end{aligned}$$

### 8. Menghitung $V_2$ menggunakan Hukum Boyle

$$\begin{aligned} V_2 &= \frac{V_{\text{shoe}} \times P_{\text{shoe}}}{\text{FP}_{\text{max}}} \\ &= \frac{9,97 \text{ bbls} \times 144,79 \text{ psi}}{238,96 \text{ psi}} \\ &= 6,04 \text{ Bbls} \end{aligned}$$

### 9. Membandingkan volume Kick antara $V_1$ dan $V_2$

$$V_1 = 8,55 \text{ Bbls} > V_2 = 6,04 \text{ Bbls}$$

$V_2$  adalah Kick Tolerance @ 460ft

### B. Seksi Kedua

1. Hole Size = 18-1/2"
2. TVD<sub>shoe</sub> = 460
3. TVD = 680
4. CMW = 9,89
5. LOT = 14,97
6. ACF<sub>OH-DP</sub> = 0,046
7. ACF<sub>OH-BHA</sub> = 0,027

#### 1. Menghitung (MAASP)Psi

$$\begin{aligned} \text{MAASP} &= 0,052 \times \text{TVD}_{\text{shoe}} \times (\text{LOT} - \text{CMW}) \\ &= 0,052 \times 460 \times (14,97 - 9,89) \\ &= 0,052 \times 460 \times (5,08) \\ &= 121,5 \text{ Psi} \end{aligned}$$

#### 2. Menghitung KI,Psi

$$\begin{aligned} \text{KI} &= 0,052 \times \text{KI}(\text{ppg}) \times \text{TVD} \\ &= 0,052 \times 0,5 \times 680 \\ &= 17,68 \text{ Psi} \end{aligned}$$

#### 3. Menghitung Tinggi Gas $H_{\text{gas}}$ , ft

$$\begin{aligned} H_{\text{gas}} &= \frac{\text{MAASP} - \text{KI}}{0,052 \times \text{CMW}} - (0,1) \\ &= \frac{121,5 - 17,68}{0,052 \times 9,89} - (0,1) \\ &= 201,89 \text{ ft} \end{aligned}$$

**4. Menghitung volume kick maksimal pada pahat**

$$\begin{aligned}
 V_1 &= H_{\text{gas}} \times ACF_{\text{OH-BHA}} \\
 &= 201,89 \times 0,027 \\
 &= 5,45 \text{ Bbls}
 \end{aligned}$$

**5. Menghitung volume kick masimal pada shoe**

$$\begin{aligned}
 V_{\text{shoe}} &= H_{\text{gas}} \times ACF_{\text{OH-DP}} \\
 &= 201,89 \times 0,046 \\
 &= 9,29 \text{ Bbls}
 \end{aligned}$$

**6. Menghitung  $P_{\text{shoe}}$** 

$$\begin{aligned}
 P_{\text{shoe}} &= 0,052 \times \text{LOT} \times \text{TVD}_{\text{shoe}} \\
 &= 0,052 \times 14,97 \times 460 \\
 &= 358,08 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

**7. Menghitung  $FP_{\text{max}}$** 

$$\begin{aligned}
 FP_{\text{max}} &= KI(\text{Psi}) + (0,052 \times \text{CMW} \times \text{TVD}) \\
 &= 17,78 + (0,052 \times 9,89 \times 460) \\
 &= 254,35 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

**8. Menghitung  $V_2$  menggunakan Hukum Boyle**

$$\begin{aligned}
 V_2 &= \frac{V_{\text{shoe}} \times P_{\text{shoe}}}{FP_{\text{max}}} \\
 &= \frac{9,28 \text{ bbls} \times 358,08 \text{ psi}}{254,35 \text{ psi}} \\
 &= 13,06 \text{ Bbls}
 \end{aligned}$$

**9. Membandingkan volume Kick antara  $V_1$  dan  $V_2$** 

$$V_1 = 5,45 \text{ Bbls} < V_2 = 13,06 \text{ Bbls}$$

$V_1$  adalah Kick Tolerance @ 460ft

## 4.2 Analisis Kick Tolerance

Idealnya, disetiap perusahaan memiliki batasan-batasan *kick tolerance* pada masing-masing lapangan. Dari hasil perhitungan *kick tolerance* yang diperoleh dapat digunakan sebagai bahan acuan untuk sumur-sumur pengembangan pada lapangan A dimana *kick tolerance* dapat digunakan sebagai acuan dalam mendesain lumpur pemboran dan pencegahan dini terjadinya *kick* ataupun *blowout*, data ini juga dapat digunakan dalam mendisain *casing (well program)* (Rubiandini, 2010).

Berdasarkan nilai *kick tolerance* diperoleh dua titik kedalaman *casing*, titik pertama pada kedalaman 460 ft, dan titik kedua berada pada kedalaman 680 ft. Jika tidak dipasang pada kedalaman yang telah ditentukan, maka dapat mengakibatkan terjadinya *blowout* dikareakan pada kedalaman 460 ft sudah terlihat bahwa tekanan pori formasi melebihi tekanan *mud weight* hal ini jika tidak diantisipasi maka dapat mengganggu proses pemboran dan untuk kedalaman *casing* masih aman untuk dilakukan penambahan kedalaman sumur jika sekiranya masih cukup menjanjikan untuk dikembangkan namun tetap harus mengamati dari segi formasi.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

1. Tekanan formasi rata-rata pada sumur R di kedalaman 160 ft sampai 684 ft memiliki tekanan di atas gradien tekanan normal ( $> 0,465$  psi/ft) yaitu 204,89 Psi dengan gradien tekanan rata-rata 0,496 psi/ft. Tekanan rekah pada sumur R di kedalaman 160 ft sampai 684 ft memiliki gradien tekanan rata-rata 0,750 psi/ft dengan tekanan rekah rata-rata 298,21 psi.
2. Pada sumur R letak penempatan *casing* yang sesuai dengan menggunakan metode *kick tolerance* berada pada kedalaman 186 ft dan 460 ft, pada kedalaman tersebut didapat perbandingan volume *kick* antara  $V_1$  dan  $V_2$  menggunakan metode *Boyle*, dimana *kick tolerance* diberikan pada kondisi sumur yang memiliki volume *kick* paling kecil di antara  $V_1$  dan  $V_2$  yang sudah dihitung. Pada kedalaman 186 ft  $V_1=8,55$  Bbls  $> V_2=6,04$  bbls maka *kick tolerance* berada di kedalaman  $V_2 = 460$  ft. Dan pada kedalaman 680 ft  $V_1=5,44$  bbls  $< V_2=13,06$  bbls maka *kick tolerance* berada pada  $V_1$  di kedalaman 460 ft.
3. Berdasarkan nilai *kick tolerance* diperoleh dua titik kedalaman *casing*, titik pertama pada kedalaman 460 ft, dan titik kedua berada pada kedalaman 680 ft. Jika tidak dipasang pada kedalaman yang telah ditentukan, maka dapat mengakibatkan terjadinya *blowout* dikarenakan pada kedalaman 460 ft sudah terlihat bahwa tekanan pori formasi melebihi tekanan *mud weight* hal ini jika tidak diantisipasi maka dapat mengganggu proses dan hasil perhitungan *kick tolerance* yang diperoleh dapat digunakan sebagai bahan acuan untuk sumur-sumur pengembangan pada lapangan A.

#### 5.2 Saran

Saran peneliti untuk peneliti selanjutnya yang ingin melanjutkan tugas akhir ini adalah agar melakukan analisis perbandingan dalam segi keekonomisan menggunakan perhitungan manual dan *software kick tolerance*.



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

## DAFTAR PUSTAKA

- Adem, N., & Charrier, T. (1985). *Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*. [https://www.academia.edu/10795504/Drilling\\_Engineering\\_-\\_Neal\\_Adams](https://www.academia.edu/10795504/Drilling_Engineering_-_Neal_Adams).
- Al-a'ameri, N. (2015). *Kick Tolerance Control During Well Drilling in Southem Iraqi Deep Well*, <https://iasj.net/iasj?func=fulltext&aId=105087>.
- Berry, A., & Utama, W. (2009). *Estimasi Tekanan Formasi menggunakan Metode Tekanan Efektif dan Tekanan Minimum dengan (DST, RFT, FIT dan LOT): Studi Kasus Lapangan NN#*, <http://iptek.its.ac.id/index.php/jfa/article/view/932>.
- Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young Jr, F. (1986). *Applied Drilling Engineering*. <https://www.amazon.com/Applied-Drilling-Engineering-T-Bourgoyne-ebook/dp/B01L0PRBX2>.
- Chopra , S., & Huffman, A. (2006). *Velocity Determination For Pore Pressure Prediction*, <https://doi.org/10.1190/1.2405336>.
- Dedenuola, A., & Adeleye, O. (2003). *Stochastic Approzch To Kick Tolerance Determination In Rick Based Designs*, <https://doi.org/10.2118/84174-MS>.
- Eaton, B. (1969). *Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations*, <https://doi.org/10.2118/2163-PA>.
- Eren, T. (2018). *Kick tolerance calculations for drilling operations*, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.077>.
- Fraser, D., Lindley, R., Moore, D., & Staak, V. M. (2014). *Early Kick Detection Methods and Technologies*, <https://doi.org/10.2118/170756-MS>.

- Gonzalez, M. E., Bloys, J., Lofton, J., Pepin, G., Schmidt, J., Naquin, C., . . . Laursen, P. (2004). *Increasing Effective Fracture Gradients by Managing Wellbore Temperature*, <https://doi.org/10.2118/2163-PA>.
- Grace, R. (1994). *Advanced Blowout And Well Control*. [http://hrd.nigc.ir/Portal/Images/Images\\_Training/files/files/chemist%20book/Advanced\\_Blowout\\_and\\_Well\\_Control.pdf](http://hrd.nigc.ir/Portal/Images/Images_Training/files/files/chemist%20book/Advanced_Blowout_and_Well_Control.pdf).
- Huda, M. (2014). *Penggunaan Kick Tolerance Dalam Penentuan Kedalaman Penempatan Casing (Casing Setting Depth) Pada Sumur "X"*.
- Jincai, Z. (2011). *Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and*, <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.
- Lapeyrouse, N. (2002). *Formulas And Calculation For Drilling Production And Workover*. [https://oilfieldteam.com/static/uploads/uploaded\\_files/dae0c66bf66e35a616aed7b47b204580.pdf](https://oilfieldteam.com/static/uploads/uploaded_files/dae0c66bf66e35a616aed7b47b204580.pdf).
- Lindi, O. (2017). *Analysis Of Kick Detection Methods In The Light Of Actual Blowout Disasters*, [https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2462636/17840\\_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2462636/17840_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- Ohara, S., Flores, F., & Smith, J. (2018). *Improved Kick Tolerance Analysis Technical Report*. <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/008dm.pdf>.
- Rabian, H. (2002). *Well Engineering & Construction*. <https://www.pdfdrive.com/download.pdf?id=24231455&h=779df517f3e866997dba089ddb7fd155>.
- Rubiandini, R. (2010). *Teknik Operasi Pemboran II*. <https://edoc.site/queue/drill-061-penentuan-tekanan-formasi-dan-gradien-rekah-pdf-free.html>.

- Ryannaldo. (2014). *Analisa Kick Tolerance Dalam Perencanaan Sumur "X" Lapangan "Y"*.
- Santos, H., Catak, E., & Valluri, S. (2011). *Kick Tolerance Misconceptions And Consequences To Well Design*, <https://doi.org/10.2118/140113-MS>.
- Smith, J., & Patel, B. (2012). *A Proposed Method For Planning the Best Initial Response to Kicks Taken During Managed-Pressure-During Operations* , <https://doi.org/10.2118/143101-PA>.
- Subianto, P., Pratiknyo, A., & Dingkaputra, D. (2017). *Prediksi Pore Pressure Menggunakan Metode D-Exponent Dan Eaton Sonic Log*. file:///C:/Users/USER/Downloads/1771-5374-1-PB%20(1).pdf.
- Wessel, M., & Tarr, B. (1991). *Underground Flow Well Control: The Key to Drilling Low-Kick-Tolerance Wells Safely and Economically*, <https://doi.org/10.2118/22217-PA>.
- Yaseen Othman, A. (2014). *Investigatio Of Casing Shoe Depth Determination Taking Into Consideration The Kick Tolerance And Well Integrity*. <http://midra.uni-miskolc.hu/document/17987/11303.pdf>.
- Yequan, J., Cheng, L., & Qian, W. (2017). *Methodology for kick tolerance calculation and well killing in deepwater drilling*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2016.09.003>.