

**ANALISIS PROSES PENGANGKATAN *CUTTING* PADA
PENERAPAN METODE UNDERBALANCED DRILLING DI
LAPANGAN JATIBARANG PERTAMINA DO HULU CIREBON**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar sarjana teknik



Di Susun Oleh :

DANIEL SITUMORANG

163210439

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**ANALISIS PROSES PENGANGKATAN *CUTTING* PADA
PENERAPAN METODE UNDERBALANCED DRILLING DI
LAPANGAN JATIBARANG PERTAMINA DO HULU CIREBON**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar sarjana teknik



Di Susun Oleh :

DANIEL SITUMORANG

163210439

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya sampaikan kepada TUHAN Yang Maha Esa karena atas Berkat 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. Bapak Idham Khalid S.T.,M.T selaku dosen pembimbing skripsi saya
2. Bapak Muhammad Ariyon S.T.,M.T dan Ibu Richa Melisa S.T.,M.T selaku Dosen Penguji skripsi saya
3. 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
4. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral
5. Sahabat-sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini terutama sahabat “Basecamp Petrolec’16”

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

Pekanbaru, 25 November 2021



(Daniel Situmorang)

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK.....	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN	14
1.1 Latar Belakang.....	14
1.2 Tujuan Penelitian	15
1.3 Manfaat penelitian.....	15
1.4 Batasan Masalah.....	16
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	17
2.1. Tinjauan Umum Lapangan Jatibarang	20
2.2. Keuntungan Dari Underbalanced Drilling	21
2.2.1 Meningkatkan Rate Of Penetration (<i>ROP</i>)	21
2.2.2 Mencegah Pipa Terjepit	22
2.2.3 Mencegah <i>loss circulation</i>	23
2.3. Teknik Pemboran Underbalanced.....	25
2.3.1 Gasified Liquid Drilling (Pemboran Aerasi).....	26
2.3.2 Komponen Fluida Pemboran Aerasi.	26
2.3.3 Teknik Penginjeksian Pemboran Aerasi.....	28
2.4. Peralatan Yang Digunakan Pada Underbalanced Drilling.....	30
2.4.1 Rotating Blow Out Preventer (RBOP)	30
2.4.2 Kompresor	32
2.4.3 <i>Nitrogen</i> Processing/Membrane Unit (NPU/NMU)	32
2.2.4 Booster.....	32
2.2.5 Separator.....	33

2.2.6	Float Valve	33
2.2.7	Choke Manifold	34
2.5.	Perhitungan Lumpur Aerasi	34
2.5.1	Volume Gas Injeksi	34
2.5.2	Fraksi Cairan Dalam Lumpur Aerasi	36
2.5.3	Viskositas Lumpur Aerasi	37
2.5.4	Kecepatan dan Pola Aliran Lumpur Aerasi	37
2.6.	Metode Poettmann dan Bergman	38
2.7.	Pengangkatan Serbuk Bor (<i>cutting</i>)	39
2.8.	Pemilihan Metode Injeksi Volume Gas	41
2.9.	State Of The Art	42
BAB III	METODE PENELITIAN	44
3.1	Metodologi Penelitian	44
3.2	Flowchart	45
3.3	Tempat penelitian / pengambilan data	46
3.4	Jadwal penelitian	46
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN	47
4.1	Alasan Penerapan Pemboran Underbalanced Pada Sumur JTB-189A	47
4.2	Peralatan Yang Digunakan	48
4.3	Lumpur Dasar Yang Digunakan	49
4.4	Hasil Pelaksanaan	49
4.5	Penerapan Teori Terhadap Data di Lapangan	49
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	57
5.1	Kesimpulan	57
5.2	Saran	57
DAFTAR PUSTAKA	58
LAMPIRAN	60

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema <i>Underbalance drilling</i>	19
Gambar 2.2 Conventional vs Underbalance	20
Gambar 2.3 Sistem <i>Parasite String</i>	29
Gambar 2.4 <i>Rotating Blow Out Preventer</i>	30
Gambar 2.5 <i>Rotating control head</i>	31
Gambar 2.6 separator 4 fasa.....	33



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Densitas Lumpur Pemboran.....	26
Tabel 4.1 Hasil Perhitungan Lumpur Aerasi.....	56



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

Ca	<i>Cutting Concentration</i>
DC	<i>Drill Colar</i>
DP	<i>Drill Pipe</i>
Dpan	<i>Drill Pipe Annular</i>
HP	<i>Horse Power</i>
HWDPan	<i>Heavy Weight Drill Pipe Annular</i>
IDdp	<i>inside diameter drill pipe</i>
IDHWdp	<i>Inside Diameter Heavy Weight Drillpipe</i>
IDNMdc	<i>Inside Diameter Non Magnetic Drillcollar</i>
ROP	<i>Rate Of Penetration</i>
RPM	<i>Rate Permenit</i>
V	<i>Velocity</i>
Van	<i>Velocity Annular</i>
Vc	<i>Velocity Critical</i>
Vcan	<i>Velocity Critical Annular</i>
Ppg	<i>Pounds Per Gallon</i>
Psi	<i>Pressure Square Inch</i>
M	<i>Meter</i>
Ft	<i>Feet</i>
RBOP	<i>Rotating Blow Out Preventer</i>
NPU	<i>Nitrogen Process Unit</i>
GPM	<i>Gallon Per Minute</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
Gf	<i>Gradient Fracture</i>

DAFTAR SIMBOL

Dp	Drill pipe
T	Temperature
Dc	Diameter cutting
ρ_A	Densitas aerasi
P	Pressure
V	Volume
Q	Kecepatan
μ_A	Viskositas Aerasi



ANALISIS PROSES PENGANGKATAN *CUTTING* PADA PENERAPAN METODE UNDERBALANCED DRILLING DI LAPANGAN JATIBARANG PERTAMINA DO HULU CIREBON

DANIEL SITUMORANG
163210439

ABSTRAK

Berdasarkan dari data geologi dan data reservoir, Formasi pada Volkanik Jatibarang tersusun dari rekahan- rekahan secara alami dan juga terjadi penurunan tekanan (*depleted*) dari 0,438 psi/ft sampai 0,287 psi/ft. ditinjau dari data drilling, konvensional *drilling* atau (*Overbalance Drilling*) yang diterapkan di Formasi Volkanik Jatibarang selalu mengalami masalah *loss circulation* dan juga pipa terjepit. sehingga Formasi Volkanik Jatibarang merupakan formasi yang cocok untuk dilakukan penerapan *underbalanced drilling*. Teknik *underbalanced drilling* yang diterapkan pada Sumur JTB-189A adalah pemboran dengan aerasi yaitu dengan cara menurunkan densitas pada lumpur dasar (*water base mud*) dengan menggunakan *Nitrogen* hingga di dapatkan densitas lumpur aerasi yang diinginkan dimana tekanan hidrostatik tidak melebihi tekanan formasi. Metode yang digunakan untuk menghitung laju volumetrik *Nitrogen* yang di injeksikan di permukaan adalah dengan metode Gas Law, karena hasil perhitungannya lebih mendekati dengan kenyataan lapangan. *Redesain* yang dilakukan pada pemboran *underbalanced*, diharap akan dapat memberikan pembersihan pada lubang bor yang lebih baik lagi saat di terapkan pada sumur- sumur lainnya di Lapangan Jatibarang sehingga masalah *loss circulation* dan pipa terjepit bisa dicegah. pada penelitian ini nilai kecepatan lumpur aerasi di annulus pada kedalaman 6489,8 ft lebih besar dari kecepatan minimal yang dibutuhkan untuk pengangkatan serbuk bor, dimana nilai $V_{ann} = 256,27$ fpm lebih besar dibandingkan dengan nilai kecepatan minimum yang dibutuhkan untuk pengangkatan *cutting* sebesar 29,95 fpm, maka pengangkatan serbuk di OH 6" – DP 3,5" sudah dikategorikan baik, serta jika ditinjau dari konsentrasi serbuk bor pada annulus juga tidak lebih dari 5% yaitu 1,2 %, dan nilai dari FT (*Cutting Transport Ratio*) di annulus >80% sehingga pengangkatan *cutting* sudah dikategorikan baik sehingga permasalahan pipa terjepit tidak akan terjadi dan proses drilling tidak akan mengalami kendala, dan *pressure* rata-rata *reservoir* lebih besar dibanding dengan *hidrostatik pressure* sehingga *Loss circulation* tidak akan terjadi.

Kata kunci : *Underbalanced Drilling, Loss circulation, Formation damage, Pipe Sticking, Nitrogen*

ANALYSIS OF CUTTING REMOVAL PROCESS ON APPLICATION OF UNDERBALANCED DRILLING METHOD IN JATIBARANG FIELD, PERTAMINA DO HULU CIREBON

DANIEL SITUMORANG
163210439

ABSTRACK

Based on geological data and reservoir data, the Jatibarang Volcanic Formation is composed of natural fractures and there is also a pressure drop (depleted) from 0.438 psi/ft to 0.287 psi/ft. in terms of data drilling, conventional drilling or (Overbalance Drilling) applied in the Jatibarang Volcanic Formation always experiences problems of loss of circulation and also the pipe is pinched. so that the Jatibarang Volcanic Formation is a suitable formation for the application of underbalanced drilling. The underbalanced drilling technique applied to the JTB-189A Well is aerated drilling by reducing the density of the water base mud using nitrogen to obtain the desired aerated mud density where the hydrostatic pressure does not exceed the formation pressure. The method used to calculate volumetric Nitrogen is injected at the surface using the Gas Law method, because the calculations are closer to the reality in the field. The re-design carried out on underbalanced drilling is expected to provide better borehole repairs when in other wells in the Jatibarang Field so that the problem of lost circulation and pinched pipe damage can be avoided. In this study, the velocity value of the aerated mud at a depth of 6489.8 ft is greater than the minimum speed required to produce drill cuttings, 27 fpm is greater than the minimum velocity value required for cutting of 29.95 fpm. Therefore, the powder in OH 6" – DP 3.5" is categorized as good, and if viewed from the concentration of drill cuttings in the annulus no more than 5%, namely 1.2%, and the value of FT (Cutting Transport Ratio) in the annulus >80% so that the cutting removal has been categorized good so that the problem of pinched pipes will not occur and the drilling process will not experience problems, and the average reservoir pressure is greater than the hydrostatic pressure so that circulation losses will not occur.

Keywords : Underbalanced Drilling, Loss circulation, Formation damage, Pipe Sticking, Nitrog

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pemboran yang dilakukan pada lapangan Jatibarang kebanyakan merupakan pengembangan sumur, seperti pemboran pengembangan seperti menambah titik serap pada zona produktif Vulkanik Jatibarang. Dari hasil korelasi log dengan sumur JTB-099, maka zona yang dianggap interest berada di lapisan Vulkanik Jatibarang lebih tepatnya berada di zona II BX. Dari data geologi dan data reservoir Lapangan Jatibarang, Formasi pada Vulkanik Jati barang adalah lapisan dengan *fracture* yang alami dan *pressure* nya juga sudah menurun (*depleted*) dari 0.438 Psi/ft (1973) mengalami penurunan hingga 0.287 psi/ft (2000). jika ditinjau pada data pemboran, sering terjadi masalah *loss circulation* dan pipa terjepit saat proses pemboran pada formasi vulkanik jatibarang ini . Berdasarkan dari sumur referensi seperti sumur JTB-88, peramalan *pressure* pada lapisan di kedalaman 1880 m yaitu 1806 psi (5.63 Ppg). Maka dari itu penggunaan water based (8,33 ppg) saja di kedalaman itu dapat memberikan hidrostatik *pressure* mud diatas *pressure* di reservoir, sehingga bisa menyebabkan *loss circulation*. Maka dari itu untuk mencegah terjadinya masalah *loss circulation* saat pemboran menembus lapisan Formasi Vulkanik dari Jatibarang di lakukan *underbalanced drilling* agar tekanan hidrostatik lumpur tidak melebihi tekanan di formasi .

Ditinjau dari data geologi juga data *reservoir*, lapisan Vulkanik di Jati barang tersusun oleh *fracture* alami, *pressure* nya juga telah menurun dari 0.438 Psi/ft turun hingga 0.287 psi/ft .dan jika dilihat dari data pemboran konvensional atau (*Overbalance Drilling*) yang diterapkan pada Formasi Vulkanik Jatibarang selalu terjadi *loss circulation* dan *pipe stuck*. Maka dari itu formasi Vulkanik Jatibarang sangat tepat untuk diterapkan *underbalance drilling*.(Subiatmono & Yulianto, 2001)

Teknik *Underbalanced Drilling* yang dilakukan pada well JTB-189 A merupakan Aerated Drilling yaitu dengan mengurangi density dari water base mud dengan menambahkan *Nitrogen* hingga didapatkan density dari *Aerated drilling* yang dibutuhkan sehingga hidrostatik pressure mud tidak lebih dari pressure formation. Rumus yang digunakan pada calculation laju volumetrik *Nitrogen* yang diinjeksi ke permukaan yaitu dengan metode *Gas Law* karena lebih akurat dibandingkan dengan Poettman-Bergman .

Dari calculation pada Aerated Mud, evaluasi dilakukan pada beberapa hal yang bisa memicu terjadinya *loss circulation* dan juga *pipe stuck* jika dilihat dari pengangkatan *cutting* yang kurang baik. Kecepatan minimum dari Aerated Mud yang dibutuhkan untuk mengangkat *cutting* agar *cutting* dapat terangkat hingga ke permukaan yaitu 100 Fpm. velocity dari *aerated mud* akan turun saat melewati diameter ekuivalen yang lebih besar .

Desain ulang *Underbalanced Drilling* ini, diharapkan dapat meningkatkan pembersihan pada lubang bor sehingga saat diterapkan di sumur jatibarang yang lainnya tidak akan terjadi masalah *loss circulation* dan pipa terjepit lagi.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengevaluasi hasil penerapan pemboran *Underbalance Drilling* di lapangan jatibarang
2. Mengetahui pengaruh setelah dilakukan *underbalance drilling* dengan aerasi dengan metode Gas Law terhadap *hole cleaning* dan *loss circulation*.

1.3 Manfaat penelitian

Dari Penelitian ini diharapkan bisa dimanfaatkan sebagai metode pengembangan lapangan Migas serta sebagai bahan pertimbangan dalam mengatasi permasalahan pemboran pada metode *Overbalance Drilling*. Dimana metode *UnderBalance* ini bias menjadi alternatif untuk mengatasi *formation*

demage, pipa terjepit serta *loss circulation* yang dapat terjadi pada pemboran dengan metode *Overbalance* dan juga diharapkan dapat meningkatkan nilai produksi dari sumur sehingga memberi keuntungan bagi perusahaan.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari dari tujuan, maka penelitian ini memiliki batasan – batasan masalah sebagai berikut :

- 1) Perencanaan dalam melakukan teknik *Under Balance Drilling*.
- 2) Perencanaan fluida pemboran (*Mud Drilling*) dalam *Under Balance Drilling* dimana dalam penelitian ini hanya menggunakan *Nitrogen*.
- 3) Peralatan –peralatan yang digunakan dalam proses *Under Balance Drilling*.
- 4) Peneliti tidak mempertimbang kan pengaruh dari segi ke-ekonomian, penulis hanya fokus pada desain pada lumpur dengan menggunakan *Nitrogen* dan pengangkatan cutting.
- 5) Penelitian ini hanya berfokus pada analisis pengangkatan cutting

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Metoda pemboran terdiri dari 2 (dua) jenis yaitu pemboran *Overbalance* (*Overbalance Drilling*) dan pemboran *Underbalanced* (*Underbalanced Drilling*). Pada umumnya, metoda pemboran yang digunakan adalah *Overbalance Drilling* yang mana hidrostatik pressure sama atau lebih besar dari tekanan formasi. Namun, dalam operasi pengeboran dengan menggunakan metoda *Overbalance Drilling*, baik vertikal maupun horizontal, sering terjadi masalah pemboran seperti *lost circulation*, *formation damage*, *pipe stuck*, dan penurunan *ROP* (*rate of penetration*). Untuk mencegah masalah-masalah tersebut, maka dapat digunakan metode *Underbalanced Drilling*. *Underbalanced Drilling* (UBD) merupakan metode drilling yang mana pressure dari *hidrostatik fluida* drilling yang digunakan kecil dibandingkan dengan formation pressure, dimana akan ada aliran gas, air, dan minyak dari dalam formasi ke dalam lubang sumur secara continue. Pengaplikasian UBD biasanya pada daerah subnormal pressure, *reservoir* dengan *fracture* atau rekahan alami, formasi batuan keras, formasi yang memiliki permeability yang tinggi, dan lapisan yang berpotensi mengalami kerusakan (*formation damage*) bila dibor dengan metoda *Overbalance Drilling*.

Pengeboran underbalance merupakan aplikasi yang umum dalam formasi dengan rekahan yang tinggi dan tekanan formasi di bawah normal. (Nugroho et al., 2017), Pengeboran Underbalanced (UBD) adalah teknologi yang berkembang pesat untuk eksploitasi *reservoir* di seluruh dunia. Dalam beberapa kasus, ini adalah metode pengembangan lapangan yang paling ekonomis. teknik pengeboran dan penyelesaian UB, jika diterapkan dengan benar, akan meningkatkan IP dan EUR. (Chitty, 2003).

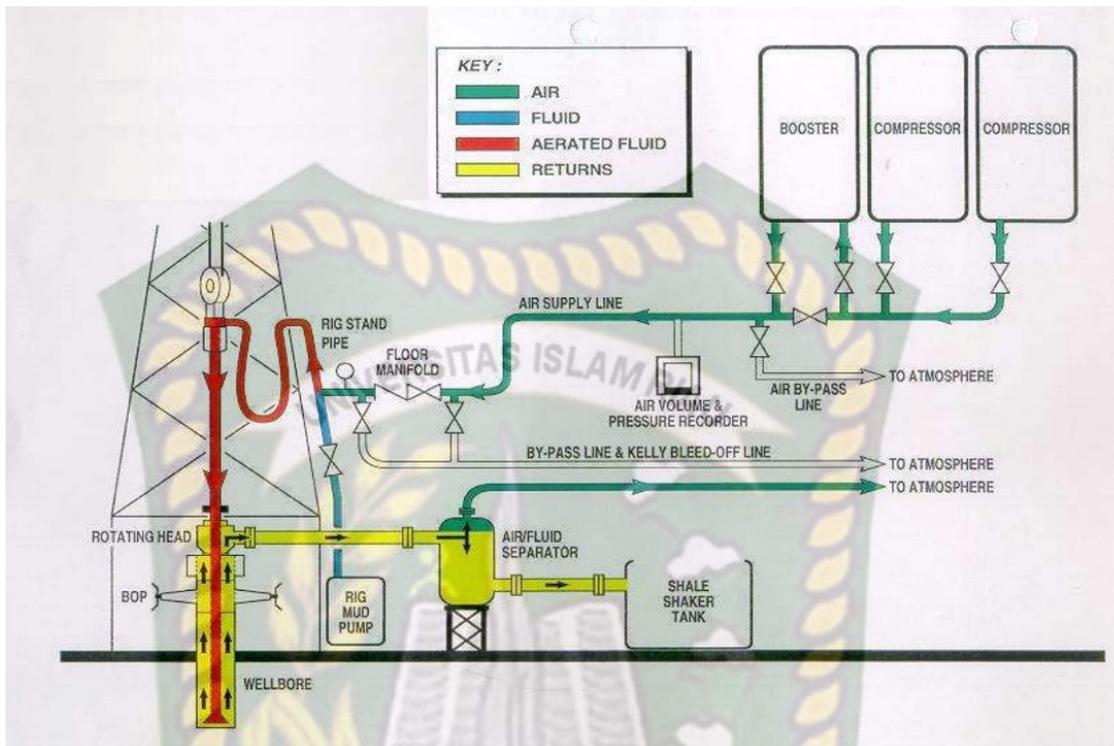
Underbalanced Drilling (UBD) sudah dipakai sejak tahun 50-an dan memberi keuntungan yang lebih banyak daripada *Overbalance Drilling* yang memakai lumpur konvensional. *Under Balance Drilling* (UDB) merupakan salah satu metode pemboran, dimana pada metode pemboran ini dilakukan menggunakan tekanan hidrostatik yang lebih kecil dibanding tekanan *reservoir* (Salimi et al.,

2010), tujuan dilakukannya pemboran dengan metode ini yaitu untuk menghindari kerusakan formasi apabila dilakukan pemboran dengan metode *Overbalance Drilling*, dengan hidrostatis *pressure* yang lebih kecil dibanding tekanan *reservoir* maka akan ada aliran fluida maupun gas dari *reservoir* ke lubang sumur secara bersamaan saat pemboran berjalan (Hafiz et al., 2016), sehingga *underbalance drilling* dapat mencegah terjadinya *Pipe Stacking*, *Loss circulation*, mencegah terjadinya *Formation damage*, serta meningkatkan laju penembusan pahat. (Hussain et al., 2011)

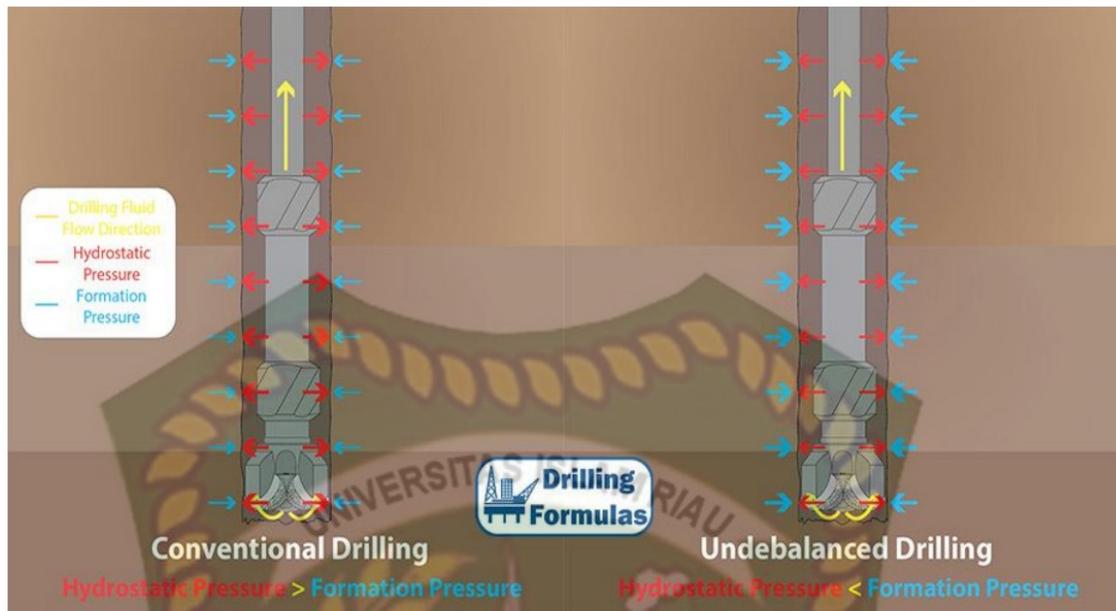
Agar metode *Underbalance drilling (UDB)* yang akan dilakukan berjalan dengan baik dan memberi hasil yang memuaskan maka perlu direncanakan dengan baik dan prediksi tekanan formasi lebih awal. Hal yang perlu direncanakan meliputi perencanaan fluida dan peralatannya modifikasi *wellhead*, *drill string* dan *casing*, *drilling fluid* serta pemilihan mata bor (Motghare et al., 2019).

Underbalanced Drilling merupakan suatu kegiatan pemboran yang dimana diperbolehkan fluida dari formasi mengalir kedalam lubang bor, di sirkulasi dan di kontrol diatas permukaan. menurut *Energy Resources Conservation Board (ERCB)* : UBD merupakan tekanan hidrostatis lumpur pemboran di usahakan berada di bawah dari tekanan formasi *reservoir* yang di bor. Tekanan hidrostatis fluida secara alami mungkin lebih kecil dari tekanan formasi atau dapat diinduksi. Keadaan terinduksi bisa dilakukan dengan menginjeksikan gas alam, *Nitrogen* atau udara ke fase cair dari fluida pengeboran. (Malik et al., 2012), hal inilah kemudian menyebabkan masuknya fluida dari formasi yang kemudian harus di sirkulasi dan di kontrol dipermukaan. Dari defenisi itu maka lumpur pemboran tidak bisa masuk kedalam formasi dan *loss circulation* tidak akan terjadi. Kegunaan utama dari sirkulasi lumpur pemboran *Under Balance* adalah untuk mengangkat *cutting* dari lubang sumur ke permukaan (Musnal, 2015), metode *underbalance drilling* ini akan membantu jika diterapkan pada formasi yg memiliki kemungkinan mengalami *formation damage*, atau *reservoir* yang memiliki *fracture* alami, serta *reservoir* tekanan rendah atau yang sudah mengalami penurunan (*depleted*) yang dapat menyebabkan masalah

pemboran bila dilakukan dengan metode konvensional (*Overbalance*) seperti *loss circulation* dan pipa terjepit. (Nugroho et al., 2017)



Gambar 2.1 Skema *Underbalance drilling*



Gambar 2.2 Conventional vs Underbalance

2.1. Tinjauan Umum Lapangan Jatibarang

Lapangan Jatibarang termasuk dalam wilayah kerja Aset I Pertamina DO Hulu Cirebon, Jawa Barat. Secara keseluruhan ada sekitar 19 lapangan potensi hidrokarbon di wilayah Aset I, 10 lapangan sudah berproduksi dan 9 lapangan belum berproduksi. hingga Februari tahun 1999 lapangan Jatibarang (JTB) sudah sekitar 161 buah sumur bor dengan sumur produksi sebanyak 68 buah. Lapangan Jatibarang terletak kira-kira 20 km dari desa Jatibarang. Lapangan ditemukan pada bulan November 1969 ketika mengebor sumur JTB-44 dan memproduksi minyak 159 m³/d dengan 29 °API, dengan titik tuang minyak 44°C pada kedalaman 2.001 meter.

Volcanic rock Eosen Formation Jatibarang pada Lapangan *Depleted*, Cekungan Jawa Barat Utara disusun dari batuan vulkanik yang heterogen dan sudah terbukti sebagai *reservoir* volcanic penghasil hidrokarbon. Produksi lapangan ini dari 1969 dan di produksikan dari *reservoir* volcanic seperti fasies tuff, breksi piroklastika, dan lava andesit. (Prayoga et al., 2016).

Formasi Jatibarang berumur Eosen Tengah-Oligosen ketebalan ± 1000 meter terdiri dari batuan vulkanik, tuf, serpih tufaan dengan sisipan konglomerat dengan rapat massa sebesar 2.8 gr/cm^3 . (Panjaitan & Astawa, 2016)

Formasi Vulkanik Jatibarang diendapkan pada lingkungan kontinental sampai *fluvial* dan merupakan hasil dari kegiatan vulkanisme akibat tumbukan lempeng Asia dan Australia yang berada dibagian selatan Pulau Jawa. Umur dari formasi ini diperkirakan berkisar antara Eosen sampai Oligosen. Formasi Vulkanik Jatibarang termasuk formasi tertua di Cekungan Jawa Barat Utara dan mempunyai ketebalan mencapai lebih dari 1200 meter di daerah Jatibarang.

2.2. Keuntungan Dari Underbalanced Drilling

Underbalanced Drilling memberikan banyak benefit di bandingkan dengan metode *Overbalance Drilling*. Beberapa benefit dari *underbalanced drilling* adalah sebagai berikut : (Ostroot et al., 2007)

2.2.1 Meningkatkan Rate Of Penetration (ROP)

Dalam pemboran *Overbalance* pengaruh dari meningkat nya mud weight akan menimbulkan efek negatif terhadap *rate of penetration*. Ketika pemboran berlangsung ,arah yang berlawanan dari fluida kedalam formasi menyebabkan *cutting* tetap ditempatnya, yang semestinya bisa memindah kan *cutting* dari bore hole. Sehingga mata-bit akan menggerus ulang *cutting*, dari pada menggerus batuan formasi. Sebagai akibat dari gaya menggerus ulang ini, banyak waktu yang hilang atau menurunkan *ROP*. Ketika lumpur pemboran yang digunakan pada *Underbalanced Drilling* tidak memberikan penurunan tekanan hidrostatik yang tidak terlalu tinggi seperti yang dipakai dalam metode *Overbalance Drilling*, tidak ada gaya yang akan menahan *cutting* untuk tetap berada di dasar sumur dan tidak menyebab kan bit menggerus ulang *cutting* lagi. *cutting* akan bergerak dan bit akan menggerus lapisan sehingga dihasilkan

ROP yang besar. sehingga *underbalanced drilling* menghasilkan hasil positif untuk ROP. (Beck et al., 1995)

2.2.2 Mencegah Pipa Terjepit

Pipa terjepit terdiri dari dua macam, yaitu : *differential pressure pipe sticking* dan *mechanical pipe sticking*. *Differential pressure pipe sticking* adalah keadaan saat bagian *drillstring* menempel masuk ke dalam *mud cake* yang terbentuk pada dinding formasi permeabel selama pemboran yang diakibatkan dari tekanan lumpur (P_m) yang lebih besar dibanding tekanan zona permeabel (P_{ff}). (Ramanda et al., 2015) Besar nya perbedaan dari tekanan (*differential pressure*) yang terjadi pada pipa di dalam *mud cake* yaitu :

$$\Delta P = P_m - P_{ff}$$

Besarnya gaya yang diberikan untuk membebaskan pipa yang terjepit ini (F_{pull}) merupakan fungsi dari perbedaan tekanan (ΔP), koefisien friksi (f), dan luas area persinggungan (A_c) antara pipa dan permukaan *mud cake* yaitu :

$$F_{pull} = f \cdot \Delta P \cdot A_c$$

$$A_c = 2Lep \left[\left(\frac{Dh}{2} - hmc \right)^2 - \left(\frac{Dh}{2} - hmc \frac{Dh - hmc}{Dh - Dop} \right)^2 \right]^{0.5}$$

$$dimana : hmc \leq \frac{Dop}{2} \leq \frac{Dh - hmc}{Dh - Dop}$$

Berdasarkan persamaan di atas dapat diindikasikan beberapa hal yang dapat menyebabkan pipa terjepit yaitu:

- tingginya tekanan lubang bor (tekanan hidrostatik lumpur) yang disebabkan oleh besarnya densitas lumpur pemboran.
- formasi bertekanan rendah pada zona permeabel (*depleted*)
- tebalnya zona permeabel
- tebalnya *mud cake* dan *mud cake* dengan koefisien yang tinggi.

Mechanical pipe sticking dapat disebabkan oleh beberapa hal berikut ini :

- kurangnya pembersihan lubang bor di annulus
- hole caving*

c. *keyseating*

Sehingga untuk mencegah terjadinya pipa terjepit ini maka harus digunakan lumpur yang mempunyai densitas yang lebih rendah untuk memberikan tekanan hidrostatik lumpur yang lebih rendah, *water loss* yang rendah dan *mud cake* yang tipis. Hal ini dapat dilakukan dengan penerapan pemboran *underbalanced* pada formasi yang jika dilakukan menggunakan pemboran *Overbalance* akan mengalami pipa terjepit. Hal ini dikarenakan pada pemboran *underbalanced* tekanan lubang bor (hidrostatik lumpur) lebih rendah dari tekanan formasi dan karena lumpur dasar yang digunakan biasanya air maka tidak terbentuk *mud cake* yang merupakan penyebab utama *differential pressure pipe sticking*.

2.2.3 Mencegah *loss circulation*

Hilang sirkulasi adalah masuknya lumpur pemboran ke dalam formasi. Hilang sirkulasi dapat sebagian, dimana terdapat sirkulasi balik ke permukaan dan hilang total yaitu tidak ada sirkulasi balik ke permukaan dari lubang bor. Hilang sirkulasi dapat terjadi pada dua tipe formasi berikut:

1. Formasi yang dapat membuat lumpur masuk ke dalamnya seperti :
 - a. formasi dengan rekah alami (*natural fractures*)
 - b. zona bergua/growong (*cavernous*)
 - c. zona berpermeabilitas tinggi
2. Formasi yang mengalami perekahan yang disebabkan oleh :
 - a. Mud weight yang terlalu tinggi.
 - b. tingginya laju alir lumpur yang dapat meningkatkan *equivalent circulating mud weight*, $\gamma_{me} = \gamma_m + \gamma_{af}$, dimana γ_{af} adalah meningkatnya *equivalent circulating mud weight* yang disebabkan kehilangan tekanan di annulus yang sebanding dengan laju alir lumpur.

$$\gamma_{af} = P_{ann-loss} / 0.052 / \text{kedalaman}$$

- c. *pressure surge* yang disebabkan kecepatan untuk memasukkan rangkaian *drillstring (tripping-in)* terlalu cepat yang dapat meningkatkan *equivalent*

circulating mud weight, $\gamma_{me} = \gamma_m + \gamma_{surge}$, dimana γ_{surge} sebanding dengan ukuran pipa.

- d. kurangnya pembersihan lubang bor yang dapat menyebabkan meningkatnya densitas lumpur.

Dengan diterapkannya pemboran *underbalanced* pada tipe formasi tersebut maka kemungkinan kehilangan sirkulasi dapat dihindari karena penggunaan lumpur pemboran yang memberikan tekanan lubang bor di bawah tekanan formasi sehingga fluida *reservoir* dapat masuk ke dalam lubang sumur (Saxena A., Ojha K., 2014).

2.3.1 Mencegah Terjadinya *Formation damage*

Pada operasi pemboran *Overbalance*, fluida pemboran di desain untuk memberikan tekanan hidrostatik yang lebih besar daripada tekanan pori formasi, hal ini dimaksudkan untuk mencegah fluida formasi mengalir ke dalam lubang bor. Perbedaan antara tekanan fluida pemboran dan tekanan formasi memberi kemungkinan partikel lumpur dan invasi filtrat ke dalam formasi. Sebagai akibat dari kejadian ini, maka partikel-partikel tersebut menyumbat lubang pori.

Beberapa metoda telah digunakan untuk mengurangi kerusakan formasi contohnya seperti pengasaman, perekahan hidrolik dan lain-lain. Penanganan ini tidak dapat mengurangi kerusakan secara total, hanya sebagian yang berhasil, sebab keadaan formasi yang kompleks dapat membuat desain pencegahan sangat sulit, selanjutnya metode perawatan ini sendiri juga memberikan efek samping yang dapat membuat kerusakan formasi. Kerugian lainnya dari perawatan sumur adalah biaya pemakaian bahan-bahan kimia yang tinggi.

Pemakaian fluida yang didesain untuk pemboran *underbalanced* tidak akan membuat kerusakan formasi. Hal ini dapat terjadi karena tekanan fluida pemboran didesain kurang dari atau sama dengan tekanan pori formasi, sehingga fluida pemboran tidak akan masuk ke pori dan rekahan.

Dengan cara ini rekahan dan pori formasi tidak akan tersumbat, sebab tekanan pori formasi lebih besar dari dari tekanan fluida *underbalanced* dan tidak ada efek terhadap formasi yang akan memberikan *cake*.

Keuntungan lainnya dari pemboran *underbalanced* adalah dengan dapat dilakukannya *test while drilling*, pemakaian MWD, mengurangi biaya lumpur yang terlalu tinggi, mengurangi biaya pemboran dan meningkatkan umur bit, menghindari mahalanya biaya kompleks sumur dan stimulasi, mempercepat indikasi zona produksi reservoir selama pemboran dan potensi keuntungan ekonomi dari terproduksinya fluida formasi (minyak) selama pemboran(Saxena A., Ojha K., 2014).

2.3. Teknik Pemboran Underbalanced

Fungsi utama dari sirkulasi fluida lumpur pemboran *Under Balanced* adalah untuk mengeluarkan serbuk bor dari lubang bor kepermukaan(Musnal, 2015). Ada banyak teknik pemboran *underbalanced* yaitu *dry air drilling*, *Nitrogendrilling*, *natural gas drilling*, *mist drilling*, *stable foam drilling*, *stiff foam drilling*, *gasified liquids*, *flowdrilling*, *mudcap drilling*, *snub drilling*, dan *closed systems*. Tabulasi tersebut hanya merupakan suatu teknik pendekatan dan tidak dapat dijadikan sebagai patokan dalam pemilihan teknik *underbalanced* yang sesuai terhadap suatu formasi yang akan dibor. Masing-masing teknik juga membutuhkan peralatan dan operasional yang berbeda. Pada sub bab ini hanya akan diuraikan mengenai salah satu teknik pemboran *underbalanced* yaitu *gasified liquid (aerated mud drilling)*. Keuntungan penggunaan lumpur aerasi ini adalah lebih mudah mengontrol densitas fluida pemboran (mengubah fraksi gas terhadap perubahan densitas lumpur awal) dibandingkan dengan menggunakan teknik *air drilling*, *mist drilling* maupun *foam drilling*.

Tabel 2. 1 Densitas Lumpur Pemboran

Deskripsi	Fraksi Cairan (%)	Densitas (ppg)
Gas	-	0,01 – 0,1
Mist	< 2,5	0,1 – 0,3
Foam	2,5 – 25	0,3 – 3,54
		3,5 – 6,95
Gasified / Aerated	> 25	4,0 – 6,95
Liquid	100	6,95 – 19,0

2.3.1 Gasified Liquid Drilling (Pemboran Aerasi)

Fluida pemboran aerasi terdiri dari fasa gas yang diinjeksikan (dicampur) ke dalam fasa lumpur dasar (*oil base-mud* atau *water base-mud*) dimana fraksi fasa cairan lebih dari 25 % dan lumpur aerasi ini mempunyai densitas efektif antara 4-7 ppg. Penggunaan lumpur aerasi ini terutama untuk mencegah terjadinya problem kehilangan sirkulasi yang akan terjadi jika menggunakan fluida pemboran konvensional. Pengaturan tekanan sirkulasi dapat dilakukan dengan mengatur laju (*rate*) gas injeksi dan laju lumpur yang dipompakan. Biasanya perbedaan tekanan antara tekanan hidrostatik lumpur aerasi di lubang bor dengan tekanan pori formasi berkisar antara 200-500 psi (tekanan *underbalanced*). Tidak seperti teknik pemboran *underbalanced* lainnya, fasa cairan fluida pemboran aerasi dapat digunakan kembali setelah sirkulasi dan kembali ke permukaan.

2.3.2 Komponen Fluida Pemboran Aerasi.

Fluida pemboran aerasi terdiri dari dua fasa, yaitu fasa cairan sebagai lumpur dasar dan fasa gas yang digunakan untuk mengurangi densitas lumpur dasar.

1. Fasa Cairan (Lumpur Dasar)

Biasanya lumpur pemboran *Overbalance* yang ringan digunakan sebagai fasa cairan (lumpur dasar) untuk fluida pemboran aerasi, dimana komponen utamanya adalah air (*water-based mud*) atau minyak (*oil-based mud*) sebagai contoh yaitu air

tawar, brine, diesel, *crude oil* dan kondensat. Jika memungkinkan, lumpur pemboran tidak akan digunakan sebagai fasa cairan dari pemboran aerasi, akan lebih baik jika aliran fluida dari formasi sendiri yang digunakan sebagai fasa cairan. Karena jika digunakan lumpur pemboran maka akan terkontaminasi oleh aliran fluida dari formasi dan untuk merekondisikan lumpur ini membutuhkan biaya yang lebih mahal misalnya untuk membuang kontaminannya. Air tawar lebih sering digunakan sebagai lumpur dasar karena lebih mudah mendapatkannya.

2. Fasa Gas

Udara di alam terbentuk dari campuran gas-gas dengan komposisi tertentu, yaitu 78% *Nitrogen*, 21% oksigen dan 1% gas-gas lain seperti *argon*, *neon* dan lainnya. Karena udara tersedia di bumi dalam jumlah banyak, maka biaya penyediaan udara sangat murah. Udara juga tidak beracun sehingga setelah digunakan sebagai campuran lumpur aerasi dapat dibuang langsung ke alam tanpa merusak lingkungan. Keuntungan menggunakan udara sebagai fluida sirkulasi dalam pemboran aerasi antara lain:

- a. meningkatkan laju penetrasi karena udara mengurangi tekanan hidrostatik pada formasi yang sedang dibor, sehingga batuan lebih mudah terlepas untuk menyeimbangkan perbedaan tekanan. Laju penetrasi di kebanyakan formasi dapat meningkat 100% dibandingkan menggunakan fluida pemboran yang lain.
- b. tidak menyebabkan kerusakan formasi, karena udara memiliki berat yang sangat ringan dibandingkan fluida pemboran lain.
- c. fluida formasi dapat diketahui seketika karena udara membentuk sistem *underbalanced* di depan formasi sehingga fluida formasi masuk ke dalam sumur.
- d. Penginjeksian udara ke dalam lumpur bertujuan mengimbangi tekanan formasi sehingga tidak terjadi masalah hilang sirkulasi.

Udara merupakan fluida kompresibel yang volumenya dipengaruhi tekanan dan temperatur. Karena densitas lumpur aerasi dipengaruhi oleh volume udara maka densitas lumpur aerasi berbeda pada setiap kedalaman. *Nitrogen* dengan kadar 92-99,5

% (oksigen = 0,5-8 %) biasanya lebih sering digunakan sebagai fasa gas yang diinjeksikan, karena lebih mudah untuk diproduksi dan tidak lebih korosif.

2.3.3 Teknik Penginjeksian Pemboran Aerasi

Ada dua teknik dasar untuk penginjeksian/pencampuran gas ke dalam fasa lumpur dasar yaitu pencampuran yang dilakukan di permukaan sebelum masuk ke rangkaian *drillstring* dan pencampuran yang dilakukan di dalam lubang melalui annulus.

1. Penginjeksian Gas di Drill Pipe

Penambahan/ pencampuran dari fasa gas ke fasa lumpur dasar dilakukan di permukaan sebelum masuk ke *drillstring*. Tidak dibutuhkan peralatan bawah permukaan tambahan sehingga tidak menambah biaya. Selama proses penyambungan dan *tripping* tidak dapat dilakukan penginjeksian gas sehingga pengontrolan tekanan bawah lubang tidak baik. Volume gas yang dibutuhkan untuk injeksi lebih sedikit dibandingkan dengan teknik injeksi lainnya. Aliran fluida di rangkaian *drillstring* adalah dua fasa dan di annulus terdiri dari 4 fasa yaitu gas, air, serbuk bor dan minyak (jika ada aliran dari formasi ke lubang bor)

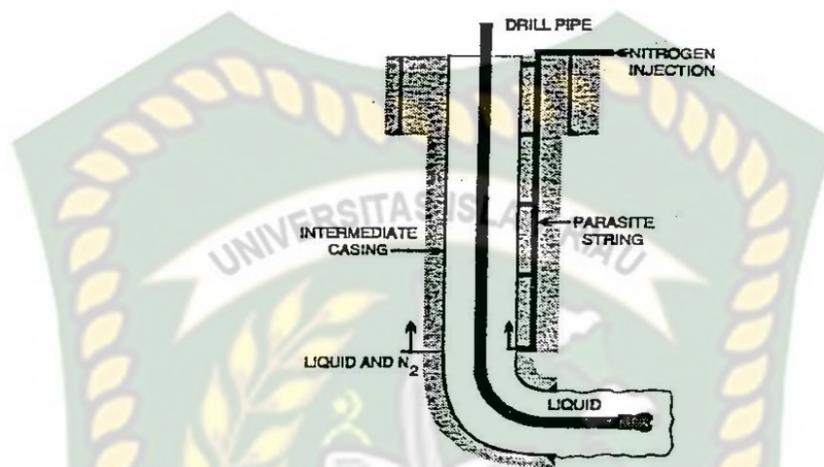
2. Penginjeksian Gas di Annulus

Penginjeksian gas dilakukan di annulus untuk meringankan fasa lumpur awal. Aliran pada *drillstring* adalah satu fasa yaitu hanya lumpur awal. Pada teknik penginjeksian ini memerlukan peralatan tambahan sehingga menambah biaya dan volume gas yang diinjeksikan lebih banyak. Gas dapat diinjeksikan ke dalam annulus selama proses penyambungan dan *tripping* tetapi pengontrolan tekanan bawah lubang tidak akan sempurna. Penginjeksian gas di annulus ini melalui beberapa teknik berikut ini :

a. Parasitic String Injection

Metode kedua adalah dengan menyemen 1"-1.25" *coiled tubing* ke bawah disisi *casing*. Suatu kondisi *underbalanced* dibuat dan dijaga dengan menginjeksikan gas melalui *side entry sub* diatas *kick point*. Ketika mengebor, tekanan pompa cairan yang dibutuhkan disediakan

melalui *drillstring* ke lubang bor, sama seperti operasi pemboran konvensional. Pada saat yang bersamaan, gas diinjeksikan ke bawah dan memasuki annulus lubang bor untuk bergabung dengan fasa fluida dan serbuk bor sampai kembali sampai ke permukaan.



Gambar 2.3 Sistem *Parasite String*

b. Parasitic Casing Injection

Metode ini hampir sama dengan injeksi *parasit string*. Metode ini dilakukan dengan memasukkan *temporary inner casing* antara casing terluar dengan *drillstring*. Kondisi *underbalanced* dibuat dengan menginjeksikan gas ke bawah antara ruang casing terluar dan casing terdalam sampai ke *casing shoe* yang akan bercampur dan kembali bersama fluida dan serbuk bor ke permukaan. (Thomas Dahl, 1999)

c. Through Completion Injection

Jika suatu bagian *reservoir* dapat dibor melalui kompleks yang ada (pendalaman atau *sidetracks*), *gas lift mandrel* dalam kompleks tersebut dapat digunakan untuk mengangkat fluida pemboran. Hal ini merupakan suatu pilihan yang sangat menarik tetapi terbatas pada penggunaannya. Ukuran lubang terbatas pada diameter dalam kompleks. Selanjutnya,

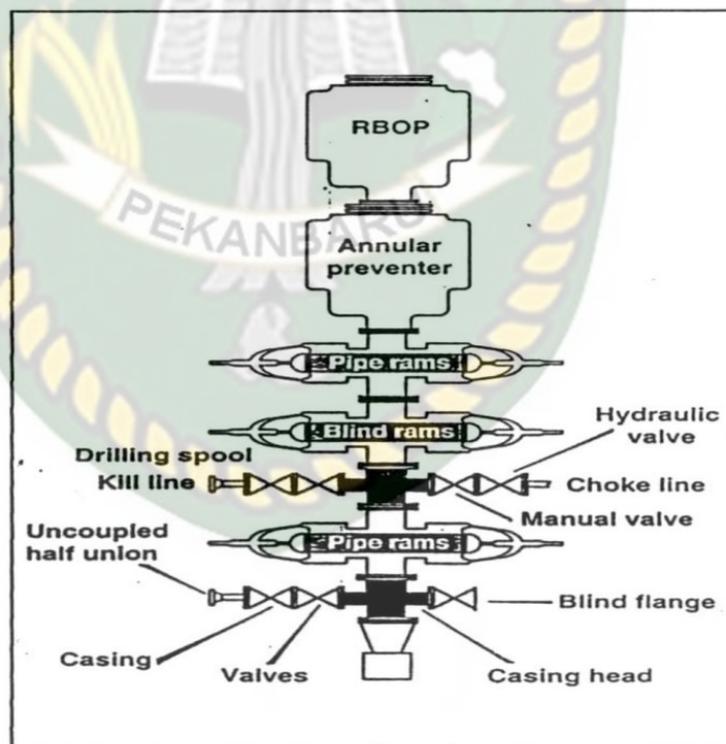
string kompleksi akan dengan mudah rusak dengan pemboran *rotary drilling*.

2.4. Peralatan Yang Digunakan Pada Underbalanced Drilling

Pada dasarnya peralatan yang digunakan pada pemboran aerasi hampir sama dengan peralatan pada pemboran *Overbalance*. (Bumi & Upstream, 2015) Karena pada pemboran aerasi pelaksanaan pemboran dapat dilakukan sambil memproduksi fluida formasi yang keluar dan kebutuhan gas injeksi maka peralatan tambahan yang digunakan harus bisa menangani hal-hal tersebut.

2.4.1 Rotating Blow Out Preventer (RBOP)

Rotating Blow Out Preventers (RBOP) dipasang di atas BOP. RBOP ini berfungsi untuk mengatur aliran balik dari dalam lubang bor. Pada saat *beROPerasi* mampu menahan tekanan balik dari formasi sampai 2500 psi. RBOP ini terdiri dari beberapa komponen yaitu :



Gambar 2.4 *Rotating Blow Out Preventer*

1. Rotating Control Head (RCH) Bowl

RCH Bowl dipasang di atas *BOP stack* dengan menggunakan sambungan *bottom flange*, dalam hal ini 13 5/8" – 5000 psi. *RCH Bowl* sendiri mempunyai ukuran 7 1/16" dan tekanan kerja sebesar 5000 psi. Semua sambungan *flange* harus sesuai dengan standart API.



Gambar 2.5 Rotating control head

2. Rotating Control Head (RCH) Bearing Assembly

RCH Bearing Assembly diletakkan/didudukan di *RCH Bowl* dan dikunci dengan menggunakan *Hydraulic Operated Clamp* untuk menjaga annulus. *RCH Bearing Assembly* terdiri dari dua *stripper-rubber* yaitu *Top Rubber* dan *Bottom Rubber* yang di pasang di dalam *Bearing Assembly*. *Bottom Rubber* berfungsi sebagai penahan awal dari meningkatnya tekanan lubang bor dan selanjutnya ditahan oleh *Top Rubber*. Kedua *stripper-rubber* ini berfungsi untuk melindungi *drillstring* ketika berputar di dalam RBOP dan didesain untuk semakin melekat ketika tekanan lubang bor meningkat. Jadi *stripper-rubber* ini berupa karet yang dapat melekatkan *drillstring* secara aktif. *Stripper rubber* harus diganti bila sudah tidak mampu memegang rangkaian *drillstring*. Ukuran *stripper-rubber* ini juga dapat diganti ukurannya sesuai dengan ukuran *drillstring* yang melaluinya. Di atas *Top Rubber* masih

terdapat *kelly driver* bila menggunakan meja putar dan bila menggunakan *top drive* maka *kelly driver* ini tidak dipasang.

2.4.2 Kompresor

Kompresor digunakan untuk memberikan pasokan udara yang akan diproses di NPU. Kompresor dapat mengirim udara yang terkompresi hingga 1500 cfm pada tekanan 200 psi. *Kompresor single-stage* dapat memberikan tekanan hingga 200 psi sedangkan kompresor *multistage (two-stage)* dapat memberikan tekanan hingga 350 psi. Biasanya terdapat lebih dari satu unit kompresor di lapangan yang akan menyuplai laju injeksi gas yang diinginkan. Kompresor mempunyai efisiensi yang berkisar antara 50 hingga 95 persen, tergantung dari perawatannya.

2.4.3 Nitrogen Processing/Membrane Unit (NPU/NMU)

Udara yang terkompresi yang berasal dari kompresor didinginkan hingga 80 °F dan memasuki suatu rangkaian penyaring utama. Di penyaring utama ini udara akan dibersihkan dari kontaminan seperti debu, minyak dari kompresor dan air. Aliran udara ini kemudian mengalir melalui *membrane filtre* yang terdiri dari suatu susunan serabut *fiber polymer* yang sangat halus (lebih halus dari rambut manusia) dan sangat banyak. Molekul-molekul *Nitrogen* yang lebih ringan akan terperangkap di dalam *membrane* ini dan molekul-molekul oksigen yang lebih berat akan lewat terus menerobos dinding fiber. Dua macam gas telah terpisah, *Nitrogen* akan dialirkan ke *booster* sedangkan oksigen akan dibuang di atmosfer. Konsentrasi *Nitrogen* yang dialirkan ke *booster* berkisar antara 90 – 99,5 % yang sisanya merupakan konsentrasi oksigen (0,5 – 10 %), oleh karena itu kerugian dari penggunaan *Nitrogen* adalah kemungkinan korosi.

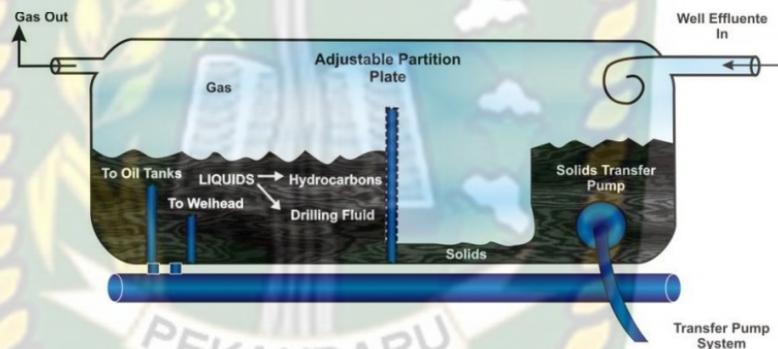
2.2.4 Booster

Booster akan meneruskan keluaran dari kompresor dan memberikan tambahan tekanan sampai 1500 psi. *Single stage booster (low booster)* biasanya dipakai di lapangan yang beroperasi pada tekanan rendah. Jika *single stage booster* ini di paksa untuk di operasikan pada tekanan yang lebih

tinggi pada waktu yang lama maka memberikan panas yang berlebihan yang pada akhirnya akan merusak *booster* itu sendiri. Untuk operasional pada tekanan yang lebih tinggi dapat digunakan *two stage booster (high booster)* yang dapat memberikan tekanan tambahan melebihi 1500 psi pada waktu yang lama tanpa *overheating*.

2.2.5 Separator

Separator yang dipakai pada pemboran *underbalanced* biasanya merupakan separator horizontal 4 fasa yang dapat memisahkan gas, air, minyak dan serbuk bor. Tekanan kerja separator antara 175 - 250 psi dengan kapasitas 160 bbls. Sanggup menangani aliran gas sebesar 65 mmcfd dan aliran minyak sebesar 40.000 bopd.



Gambar 2.6 separator 4 fasa

2.2.6 Float Valve

Biasanya ada dua *float valve* yang di pasang di *drillstring*, satu dipasang di atas bit dan satu dipasang dekat permukaan. *Float valve* yang dipasang di atas bit berfungsi untuk menahan aliran balik dari annulus menuju *drillstring* dan juga berfungsi untuk menahan aliran gas menuju *drillstring* ketika operasi *tripping*. *Float valve* yang dipasang di atas bit biasanya yang bertipe *dart*. Untuk *float valve* disebut juga *string float*, dipasang dekat permukaan (3000-4000 ft dari permukaan) berfungsi menahan aliran balik gas injeksi ke rig ketika dilakukan penyambungan. *Float valve* yang dipasang didekat permukaan ini biasanya bertipe *flapper*.

2.2.7 Choke Manifold

Choke Manifold merupakan suatu kumpulan fitting dengan beberapa outlet yang dikendalikan secara manual dan atau otomatis. RBOP mengarahkan aliran ke *choke manifold*. Aliran fluida, yang dihasilkan dari pemboran, serbuk bor, fluida pemboran, gas injeksi dan hidrokarbon yang terproduksi masuk melalui satu dari dua *choke valve*. *Choke* dioperasikan secara *remote*. (Pamungkas, 2004)

2.5. Perhitungan Lumpur Aerasi

Lumpur aerasi (*gasified liquid drilling*) merupakan lumpur pemboran yang memberikan kondisi *underbalanced* yang terdiri dari fasa gas dan fasa cairan (> 25 %). Densitas lumpur aerasi berkisar antara 4,0 - 6,95 ppg. Fasa gas yang diinjeksikan ke dalam lumpur dasar (fasa cairan) berfungsi untuk menurunkan densitas lumpur dasar yang digunakan. Tekanan *underbalanced* (P_{ub}) adalah sebesar 200 – 500 psi¹⁴).

2.5.1 Volume Gas Injeksi

Fungsi volume gas yang diinjeksikan ke dalam lumpur dasar adalah untuk menurunkan densitas lumpur dasar sampai pada kondisi *underbalanced* (densitas lumpur aerasi) yang diinginkan. Gas merupakan fluida yang kompresibel, sehingga volumenya akan berubah terhadap perubahan tekanan dan temperatur. Dengan demikian jika 1 scf gas diinjeksikan dari permukaan, maka pada suatu kedalaman dengan tekanan dan temperatur tertentu volume gas tersebut akan menjadi :

$$V_{gp} = V_{gs} \left(\frac{T_2.P_1}{T_1.P_2} \right) \quad (1)$$

dimana :

V_{gp} = volume gas pada suatu kedalaman (D), cuft

V_{gs} = volume gas pada kondisi permukaan (s), scf

T_1 = temperatur permukaan (s), °R

T_2 = temperatur rata-rata pada suatu kedalaman (d), °R

$$= \{ (D/2) \times \Delta T \} + T_1$$

P_1 = tekanan permukaan, psia

P_2 = tekanan rata-rata pada suatu kedalaman, psi

$$= \{ (D \times \Delta P) + P_1 \} / 2$$

ΔT = gradient temperatur, °F/100 ft

ΔP = gradient tekanan, psi/ft

Densitas gas juga akan berubah terhadap kondisi tekanan dan temperatur pada kedalaman tertentu. Jika gravity gas (S) = 1, maka densitas gas (ρ_{gs}) pada kondisi permukaan adalah sebesar :

$$\rho_{gs} = \frac{2,703 \times S \times P_1}{T_1} \quad (2)$$

Maka besarnya densitas gas (ρ_{gp}) pada kedalaman suatu kedalaman adalah sebesar :

$$\rho_{gp} = \rho_{gs} \left(\frac{T_2 \cdot P_1}{T_1 \cdot P_2} \right) \quad (3)$$

dimana :

ρ_{gs} = densitas gas pada kondisi permukaan, pcf

ρ_{gp} = densitas gas pada kondisi suatu kedalaman, pcf

Dengan demikian volume gas yang diinjeksikan di permukaan untuk menurunkan densitas lumpur dasar sampai didapat kondisi *underbalanced* dapat dihitung :

$$\rho_A \cdot Q_A = \rho_l \cdot Q_l + \rho_{gp} \cdot Q_{gp}$$

$$\rho_A \cdot (Q_l + Q_{gp}) = \rho_l \cdot Q_l + \rho_{gp} \cdot Q_{gp}$$

$$Q_{gp} = \frac{(\rho_l \cdot Q_l) - (\rho_A \cdot Q_l)}{(\rho_A - \rho_{gp})} \quad (4)$$

dimana :

ρ_A = densitas lumpur aerasi, ppg

Q_A = laju volumetrik gas injeksi, gpm

ρ_l = densitas lumpur dasar, ppg

Q_l = laju alir lumpur dasar, gpm

Q_{gp} = laju volumetrik gas injeksi pada kondisi kedalaman, gpm
 Densitas lumpur aerasi (ρ_A) yang diinginkan dapat ditentukan dengan cara mengurangi tekanan formasi (P_f) dengan tekanan *underbalanced* (P_{ub}) yang kemudian di konversi dalam berat lumpur (ppg).

$$P_A = P_f - P_{ub} \quad (5)$$

Setelah didapat laju volumetrik gas injeksi pada suatu kedalaman, maka selanjutnya adalah menentukan laju volumetrik gas injeksi di permukaan dengan persamaan di bawah ini :

$$Q_{qs} = Q_{gp} \left(\frac{T_1 \cdot P_2}{T_2 \cdot P_1} \right) \quad (6)$$

dimana :

Q_{gs} = laju volumetrik gas injeksi di permukaan, scfm

2.5.2 Fraksi Cairan Dalam Lumpur Aerasi

Berdasarkan persamaan-persamaan di atas maka fraksi volume gas dalam lumpur aerasi akan berkurang di dalam *drillstring* dengan semakin bertambahnya kedalaman (bertambahnya tekanan dan temperatur). Sebaliknya, fraksi volume gas akan bertambah ketika ketika naik ke permukaan di dalam annulus.

$$F_{lp} = \frac{V_{lp}}{V_T} = \frac{V_{lp}}{V_{gp} + V_{lp}} \quad (7)$$

$$F_{lp} = \frac{F_{lo}}{\left\{ F_{lo} + (1 - F_{lo}) \left(\frac{P}{P_o} \right) \right\}}$$

$$F_{gp} = \frac{V_{gp}}{V_T} = \frac{V_{gp}}{V_{gp} + V_{lp}}$$

$$F_{gp} = \frac{F_{go}}{\left\{ F_{go} + (1 - F_{go}) \left(\frac{P}{P_o} \right) \right\}}$$

$$F_{gp} + F_{lp} = 1$$

dimana :

F_{lo} = fraksi lumpur dasar pada kondisi permukaan, %

F_{go} = fraksi gas pada kondisi permukaan, %

F_{lp} = fraksi lumpur dasar pada kondisi kedalaman, %

F_{gp} = fraksi gas pada kondisi kedalaman, %

V_{go} = volume gas pada kondisi permukaan, cfm

V_{gp} = volume gas pada kondisi kedalaman, cfm

V_t = total volume, cfm

2.5.3 Viskositas Lumpur Aerasi

Viskositas lumpur aerasi adalah ketahanan lumpur aerasi terhadap aliran, dengan satuan *centipoise*. Untuk menentukan besarnya viskositas fluida dua fasa pada suatu setiap kedalaman yang mempunyai tekanan dan temperatur yang berbeda dapat dicari dengan menggunakan persamaan di bawah ini.

$$\mu_A = (F_{gp} \cdot \mu_{gp}) + (1 - F_{gp}) \cdot \mu_l \quad (8)$$

dimana :

μ_A = viskositas lumpur aerasi, cp

μ_{gp} = viskositas gas pada kedalaman, cp

μ_l = viskositas lumpur dasar, cp

Hal ini berarti bahwa viskositas lumpur aerasi pada suatu kedalaman akan berubah tergantung dari fraksi volume gasnya. Semakin dalam suatu pemboran, maka viskositas lumpur aerasi di dalam *drillstring* akan semakin besar karena fraksi volume gas dalam lumpur aerasi semakin berkurang. Sebaliknya ketika lumpur aerasi bersirkulasi menuju ke permukaan, viskositas lumpur aerasi di annulus akan semakin berkurang, karena di dalam annulus fraksi volume gas bertambah.

2.5.4 Kecepatan dan Pola Aliran Lumpur Aerasi

Kecepatan lumpur aerasi dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan berikut ini :

dalam *drillstring* (V_p) :

$$V_p = \frac{Q_A}{\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot D_{ip}^2}, \text{ fpm} \quad (9)$$

dalam annulus (V_{ann}) :

$$V_{ann} = \frac{Q_A}{\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (D_h^2 - D_{op}^2)}, \text{ fpm} \quad (10)$$

dimana :

Q_A = laju alir lumpur aerasi , cfm

D = diameter, inci (= 0,0833 ft)

Dengan mengetahui kecepatan lumpur aerasi maka pola aliran lumpur aerasi dapat diperkirakan dengan menggunakan Bilangan Reynold :

untuk aliran dalam *drillstring* :

$$N_{Re} = \frac{15,47 \cdot D_{ip} \cdot \rho_A \cdot V_p}{\mu_A} \quad (11)$$

untuk aliran di annulus :

$$N_{Re} = \frac{15,47 \cdot D_{ep} \cdot \rho_A \cdot V_{ann}}{\mu_A} \quad (12)$$

D_{ep} , in = diameter hidrolika annulus = ($D_h - D_{op}$)

Secara teoritis¹⁴⁾, aliran akan : laminar jika $N_{Re} < 2000$, transisi jika $2000 < N_{Re} < 4000$ dan turbulen jika $N_{Re} > 4000$

2.6. Metode Poettmann dan Bergman

Selain dengan cara di atas, penentuan volume gas yang diinjeksikan dapat dilakukan dengan menggunakan Metode Poettmann dan Bergman. Dengan menggunakan metode ini dapat ditentukan volume gas (scf) yang diinjeksikan ke dalam lumpur (*barrel*). Penentuan volume gas injeksi dengan metode ini dilakukan dengan menggunakan grafik .Penentuan volume gas yang diinjeksikan dengan Metode Poettman dan Bergman dapat juga dilakukan dengan menggunakan perhitungan sebagai pengganti dari cara menggunakan grafik.

$$S = \frac{42 \cdot D \cdot \rho_l - 808 \cdot (P_A - P_S)}{4,071 \cdot T_2 \cdot \ln \left(\frac{P_A}{P_S}\right) - 0,0764 \cdot D} \quad (13)$$

dimana :

S = volume udara (scf) yang diinjeksikan per barrel lumpur dasar

D = kedalaman, ft

2.7. Pengangkatan Serbuk Bor (*cutting*)

Telah diuraikan pada bab sebelumnya bahwa salah satu faktor yang menyebabkan terjepitnya pipa dan hilang sirkulasi adalah karena kurang optimumnya pembersihan lubang bor oleh fluida pemboran. Beberapa faktor yang mempengaruhi kemampuan fluida pemboran untuk mengangkat serbuk bor melalui annulus adalah :

- kecepatan menggelincir (*slip*) serbuk bor dan lumpur di annulus
- *rheologi* fluida pemboran
- kecepatan putaran pipa dan *ROP*
- kemiringan lubang bor
- pola aliran fluida pemboran dan serbuk bor

Berdasarkan pengalaman di banyak lapangan, konsentrasi kritis serbuk bor (C_c) di dalam lubang bor yang diijinkan adalah tidak lebih dari 5 % agar tidak terjadi masalah pemboran yang berhubungan dengan pembersihan lubang bor. Berarti dibutuhkan kecepatan kritis (V_c) untuk mengeluarkan serbuk bor dari lubang bor agar konsentrasi serbuk bor di dalam annulus tidak melebihi C_c . (Yuwandhika et al., 2019)

$$V_c = \frac{ROP}{60 \cdot C_c}, \text{ fpm} \quad (14)$$

Untuk mengatasi hole problem seperti stuck pipe karena penumpukan cutting yang terjadi di lubang bor karena pembersihan lubang bor yang tidak efisien, maka digunakan metode Aerated drilling ini. Selain dengan mengoptimalkan pengangkatan serbuk bor ke permukaan, dan untuk pembersihan lubang bor untuk mengurangi terjadinya hole problem selain itu juga mencegah masuknya sisa serbuk bor ke dalam zona dapat merubah sifat fisik untuk reservoir itu. Serbuk bor yang terangkat ke permukaan dapat dijadikan kajian atau analisa bagi ahli geologi. Faktor-faktor parameter pengaruh pada pengangkatan cutting dalam lubang bor pada zona yaitu kecepatan fluida sirkulasi dalam annulus (V_{ann}), kecepatan kritis serbuk bor

(V_c), Kecepatan terminal serbuk bor (V_t), densitas fluida sirkulasi (ρ), dan viskositas fluida sirkulasi (μ). Pembersihan lubang bor akan lebih baik jika kecepatan fluida sirkulasi di annulus (V_{ann}) melebihi dari kecepatan terminal kritis dan kecepatan terminal serbuk bor. (Kusumawardani et al., 2015)

Sedangkan untuk nilai dari cutting transport ratio (CTR) dapat dikatakan baik jika $>90\%$ (Sherly et al., 2020)

Transport cutting ratio

$$F_t = \frac{V_{ann} - V_t}{V_{ann}} * 100\% \quad (15)$$

Sementara itu serbuk bor sendiri mempunyai kecenderungan untuk bergerak berlawanan dengan arah fluida pemboran atau yang disebut dengan kecepatan terminal serbuk bor (V_t). Moore¹⁹⁷⁴, memperkirakan kecepatan terminal serbuk bor untuk pola aliran laminar, transisi dan turbulen yang melalui serbuk bor.

dalam aliran laminar :

$$V_t = 4980 \cdot dc \cdot \left(\frac{\rho_c - \rho_A}{\mu_A} \right) \quad (16)$$

dalam aliran transisi :

$$V_t = 175 \cdot dc \cdot \left[\frac{(\rho_c - \rho_A)^{2/3}}{(\rho_A \cdot \mu_A)^{1/3}} \right] \quad (17)$$

dalam aliran turbulen :

$$V_t = 92,6 \sqrt{dc \cdot \left(\frac{\rho_c - \rho_A}{\rho_A} \right)} \quad (18)$$

Bilangan Reynold untuk serbuk bor :

$$N_{Rec} = \frac{15,47 \cdot \rho_A \cdot V_t \cdot dc}{\mu_A} \quad (19)$$

Secara teoritis, aliran yang melalui serbuk bor akan laminar jika $N_{Rec} < 1$, aliran transisi jika $1 < N_{Rec} < 2000$, aliran turbulen jika $N_{Rec} > 2000$.

Dengan demikian pembersihan lubang bor akan cukup baik jika kecepatan lumpur aerasi di annulus (V_{ann}) melebihi kumulatif kecepatan kritis (V_c) dan kecepatan terminal (V_t) serbuk bor.

$$V_{ann} > V_c + V_t$$

Kecepatan terminal serbuk bor pada lintasan vertikal berbeda dengan kecepatan terminal pada lintasan berarah. Rudy dan kawan-kawan membuat suatu persamaan untuk kecepatan minimum lumpur di annulus untuk mengangkat serbuk bor yang terdapat dalam lubang bor pada lintasan berarah.

- Untuk $\theta \leq 45^\circ$:

$$V_{min} = V_c + \left[1 + \frac{\theta \cdot (600 - RPM) \cdot (3 + \rho_A)}{202500} \right] \cdot V_t, \text{ fpm} \quad (20)$$

- Untuk $\theta \geq 45^\circ$:

$$V_c \left[1 + \frac{(600 - RPM) \cdot (3 + \rho_A)}{4500} \right]_{t_{min}}, \text{ fpm} \quad (21)$$

dimana :

$$V_c = \frac{ROP}{36 \cdot \left[1 - \frac{D_{odp}}{D_h} \right]^2 \cdot C_{conc}} \cdot 60, \text{ fpm} \quad (22)$$

$$C_{conc} = (0,01778 \cdot ROP) + 0,505, \% \quad (23)$$

Dengan menggunakan persamaan Rudy tersebut dapat diketahui apakah pengangkatan serbuk bor dari annulus sudah baik atau belum :

- Pengangkatan serbuk cukup baik, jika :

$$V_{ann} > V_{min}$$

- Pengangkatan serbuk kurang baik, jika :

$$V_{ann} < V_{min}$$

2.8. Pemilihan Metode Injeksi Volume Gas

Metode penentuan laju volumetrik gas injeksi secara teoritis yang akan digunakan untuk perhitungan selanjutnya adalah metode yang dapat memberikan hasil yang mendekati dengan volume gas yang diinjeksikan di lapangan (*actual*).

$$\% \text{ error} = \frac{A-B}{B}$$

dimana :

A = hasil perhitungan secara teoritis

B = penginjeksian di lapangan (*actual*)

2.9. State Of The Art

1	Judul	Oil-Based Foam and <i>PROPER</i> Underbalanced-Drilling Practices Improve Drilling Efficiency in a Deep Gulf Coast Well
	Penulis	(Sepulveda et al., 2008)
	Metode	Peneliti memaparkan keuntungan saat menggunakan <i>underbalance drilling</i> dengan oil-based foam drilling fluid pada sumur dimana pada teknik ini dapat meningkatkan efisiensi saat pemboran
	Hasil	Penggunaan fluida oil-based foam drilling ini memberi beberapa keuntungan diantaranya seperti fluida oil based foam ini dapat meminimalisir kerusakan formasi, efektif dalam mengontrol <i>loss circulation</i> . dan baik dalam pembersihan lubang sumur
2	Judul	Successful Drilling of an Underbalanced Horizontal Well in the Rigel Halfway Pool Laboratory Screening and Field Results
	Penulis	(Dosne et al., n.d.)
	Metode	Pada penelitian ini menggunakan metode mist system- natural gas hydrocarbon. Untuk mencegah <i>formation damage</i> yang diakibatkan pemboran <i>Overbalance</i> yang sebelumnya
	Hasil	Setelah dilakukan metode <i>underbalance</i> dengan metode mist ini, Sumur berhasil dibor dan mengalir pada tingkat puncak hingga 1100 m ³ /hari (hampir 7000 bbl/hari) minyak dan gas 340.000 m ³ /hari (12.000.000 scf/hari) selama operasi pengeboran <i>underbalanced</i> . Tekanan pasca tes sementara dan tes gangguan menunjukkan permeabilitas in-situ sebesar 150 mD dengan faktor kulit nol menunjukkan bahwa sumur telah berhasil dibor tanpa ada skin. Sumur telah saat ini diproduksi mendekati 13.000 m ³

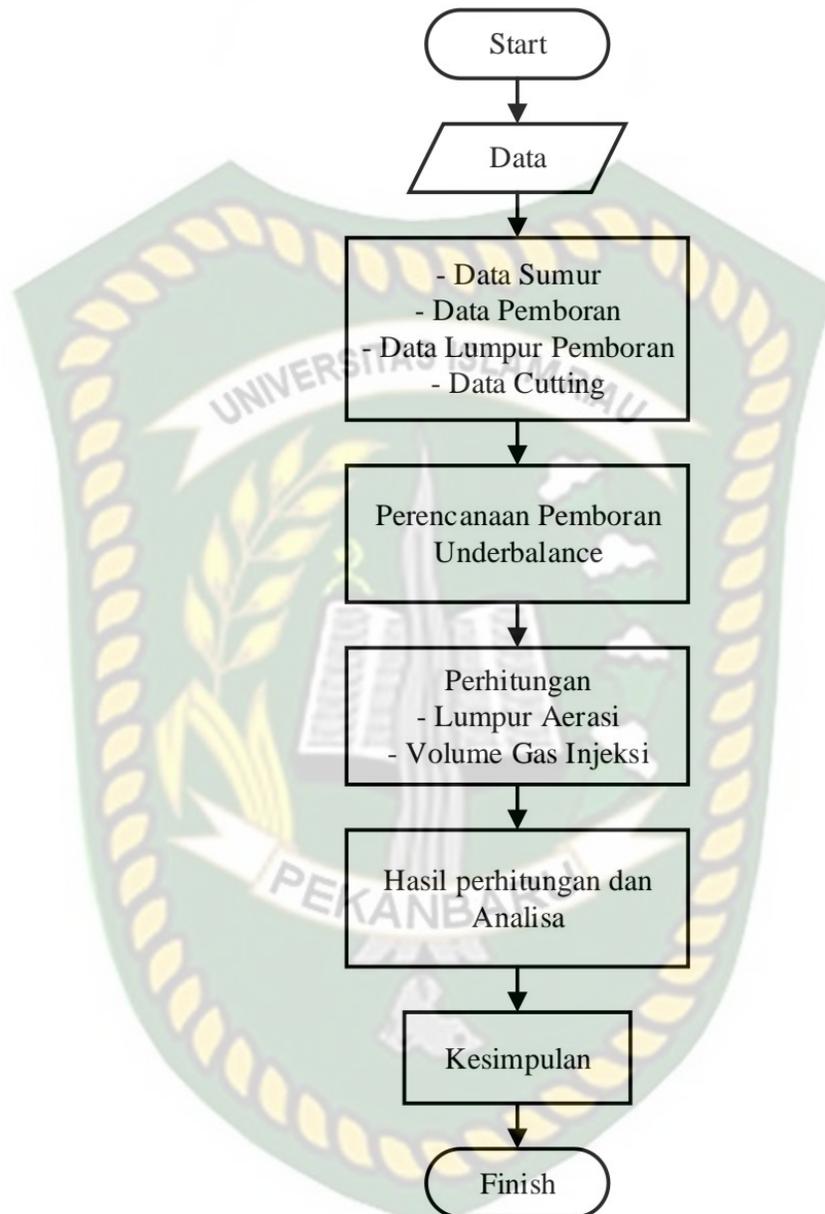
		minyak (80.000 bbl) dan lebih dari 11.000.000 m ³ (400 MMscf) gas
3	Judul	Metode <i>underbalance drilling</i> pada sumur Y blok Z
	Penulis	(Parulian et al., 2017)
	Metode	Pada penelitian ini dilakukan pemboran <i>underbalance</i> pada formasi yang memiliki zona total loss saat dilakukan pemboran <i>Overbalance</i> ,
	Hasil	Setelah dilakukan dengan teknik pemboran <i>underbalance</i> terbukti lebih efisien karena hanya memakan waktu 8 hari dibandingkan dengan <i>Overbalance</i> selama 17 hari, dan juga laju pemboran <i>underbalance</i> lebih baik dibanding <i>Overbalance</i> sehingga dapat dikatakan metode <i>underbalance</i> lebih ekonomis jika diaplikasikan pada lapangan ini.

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

1. Metodologi dari penelitian ini adalah dengan melakukan studi literatur yang difokuskan pada publikasi ilmiah mengenai teori yang berhubungan dengan metode *Under Balance Drilling*,
2. Sedangkan teknik pengumpulan data pada perhitungan yang digunakan didapat dari data hipotetik serta hasil penelitian ,jurnal, dan makalah yang sesuai dengan topic penelitian.
3. Setelah hasil didapat, evaluasi data membawa pada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

3.2 Flowchart



3.3 Tempat penelitian / pengambilan data

Penelitian ini dilakukan dengan mengevaluasi data hipotetik atau paper pada lapangan jatibarang yang merupakan lapangan milik PT.Pertamina Doh Cirebon, Lapangan Jatibarang terletak kira-kira 20 km dari desa Jatibarang. Lapangan ditemukan pada bulan November 1969 ketika mengebor sumur JTB-44 dan memproduksi minyak 159 m³/d dengan 29 °API, dengan titik tuang minyak 44°C pada kedalaman 2.001 meter. Lapangan berlokasi di daerah penghasil beras Jawa dan sumur-sumur dibor dengan menggunakan sistem *cluster*.

3.4 Jadwal penelitian

Penelitian ini dilakukan dari bulan Maret - November 2021. Adapun jadwal penelitian dapat dilihat dari tabel berikut.

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Bulan)								
	Tahun 2021								
	Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	september	oktober	November
Studi Literatur									
Seminar Proposal									
Pengumpulan Dan Perolehan Data									
Pengolahan Data									
Siding Tugas Akhir									

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Sampai pada bulan Februari 1999 pada lapangan Jatibarang (JTB) sudah ada sekitar 161 buah sumur bor. Pada saat penulis melakukan penelitian ini, telah sekitar 4 sumur yang dilakukan dengan menggunakan teknologi UBD, yaitu sumur JTB-60A, JTB-160A, JTB-163 dan JTB-205. Sumur bor yang menjadi objek penulisan adalah sumur JTB-189A (sumur ke 5). Semua sumur UBD merupakan sumur pengembangan yang dilakukan untuk penambahan titik serap sumur dengan penambahan trayek horizontal dari sumur yang sudah ada dengan target lapisan prospek adalah Formasi Vulkanik Jatibarang.

4.1 Alasan Penerapan Pemboran Underbalanced Pada Sumur JTB-189A

Pemboran yang dilakukan di lapangan Jatibarang kebanyakan adalah merupakan pemboran penambahan titik serap yang berada pada zona produktif Vulkanik Jatibarang. Formasi Vulkanik Jatibarang mempunyai tekanan yang sudah turun (*depleted*). Berdasarkan sumur referensi JTB-88, perkiraan tekanan formasi pada kedalaman 1880 meter kedalaman tegak adalah sebesar 127 ksc atau sebesar 1806 psi, (5,63 ppg). Hal ini berarti dengan pemakaian lumpur air (8.33 ppg) saja pada kedalaman tersebut akan menyebabkan tekanan hidrostatik lumpur akan lebih besar dari tekanan formasi, yang selanjutnya akan menyebabkan kehilangan sirkulasi. Oleh karena itu untuk menghindari terjadinya masalah hilang sirkulasi ketika menembus Formasi vulkanik Jatibarang dilakukan pemboran *underbalanced* yang akan memberikan tekanan hidrostatik tidak lebih dari tekanan formasi.

4.2 Peralatan Yang Digunakan

Peralatan yang digunakan di lapangan pada dasarnya hampir sama pada pemboran *Overbalance* kecuali pada unit injeksi gas dan penambahan RBOP (*Rotating Blow Out Preventer*) tipe *Williams 7100*. Untuk pemutar *drillstring* tidak digunakan *rotary table*, melainkan *top drive*. Dengan menggunakan *top drive* dapat dilakukan operasi keluar-masuk rangkaian sepanjang 3 *joint* (1 *stand*). Dengan demikian *top drive* berfungsi sebagai alat pengganti *traveller hook*, alat angkat, alat putar sebagai tempat awal sirkulasi menuju *drillstring* karena *swivel* terletak pada *top drive* ini. Jika pada *wellhead* di pemboran *Overbalance* hanya dipasang BOP untuk mengantisipasi terjadinya *blowout*, maka pada pemboran *underbalanced* ini dipasang RBOP yang diletakkan di atas BOP. RBOP ini sanggup menahan tekanan balik sampai sebesar 2500 psi ketika beroperasi.

Unit injeksi gas terdiri dari dua unit kompresor yang akan memasok udara bertekanan 200 psi ke NPU (*Nitrogen Processing Unit*). Selanjutnya di NPU ini dihasilkan gas *Nitrogen* dengan proses pemurnian (*purifier*) hingga didapat *Nitrogen* berkadar 95 %. Sebenarnya yang diinginkan adalah *Nitrogen* dengan kadar 97% untuk menghindari resiko korosi yang lebih besar. Selanjutnya *Nitrogen* yang dihasilkan oleh NPU dialirkan ke *booster* (*low booster*) yang akan menaikkan tekanan sampai sebesar yang diinginkan (maksimum 1500 psi). Sebelum menuju ke *swivel*, gas bercampur dengan lumpur dasar (*water base mud*) setelah itu akan masuk bersama-sama ke *drillstring*. Lumpur akan bersirkulasi terus sampai ke permukaan kembali menuju ke *manifold* dan langsung ke separator. Untuk mencegah aliran balik fluida ke *drillstring*, maka digunakan *float valve*.

Separator yang digunakan adalah separator empat fasa untuk memisahkan gas, air, minyak dan serbuk bor. Sebelum sampai ke separator terdapat dua *outline* yaitu *outline* untuk mengambil contoh fluida yang akan masuk ke separator dan *outline* untuk mengambil contoh serbuk bor. Separator terdiri dari empat kompartemen yang dapat bekerja sampai pada tekanan sampai 200 psi.

4.3 Lumpur Dasar Yang Digunakan

Lumpur dasar yang digunakan adalah air tawar dengan berat 8.33 ppg dan viskositas funnel sebesar 28 MF detik. kedalam air ini ditambahkan beberapa zat kimia seperti caustic soda untuk menjaga Ph lumpur 11 dan penambahan *corrosion inhibitor* untuk menjaga agar korosi yang terjadi pada peralatan tidak terlalu parah.

4.4 Hasil Pelaksanaan

Pada saat pelaksanaan pemboran *underbalanced* ini, laju pemboran rata-rata (*ROP*) sebesar 8 min/m. Pada kedalaman 1999 m ada indikasi minyak selama 30 menit kemudian hilang dan pada kedalaman 2048 mku ada *trace burnable gas*. Pada kedalaman 2118 mku tidak ada aliran balik (*partial lost*) lumpur dari lubang bor, setelah itu diadakan sirkulasi sampai didapat aliran balik.

4.5 Penerapan Teori Terhadap Data di Lapangan

4.5.1 Data Sumur

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Kedalaman	1978	M	6489.8	Ft
Tekanan permukaan	14.7	Psia		
Gradien fluida formasi	0.293	psi/ft		
Temperatur permukaan	60	°F	520	°R
Gradient temperature	0.015	°F/ft		
ID Casing Surface	9.625	Inch		
ID Liner	7	Inch		
Diameter Open Hole	6	Inch		
Panjang Casing Surface	4019	Ft		
Panjang Liner	2313	Ft		
Panjang Open Hole	157	Ft		

4.5.2 Data Pemboran

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
ROP	5	min/m	39.3	Fph
RPM	60	Rpm		
Flow Through Motor (min)	175	Gpm		
Flow Through Motor (max)	275	Gpm		
ID Drill Pipe (4.75" OD)	2.687	Inch		
ID Drill Pipe (3.5" OD)	3.826	Inch		
ID Drill Collar (4.5" OD)	2.687	Inch		
Panjang Drill Pipe (4.75" OD)	2484	Ft		
Panjang Drill Pipe (3.5" OD)	646	Ft		
Panjang Drill Collar (4.5" OD)	3359	Ft		

4.5.3 Data Lumpur Pemboran

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Lumpur dasar yang dipakai	8.33	Ppg		
Viskositas Lumpur Dasar	1	Cp		
Laju alir lumpur dasar	150	Gpm	20.1	Cfm
Vis. Gas yang dipakai (Nitrogen)	0.017	Cp		
N2 gravity	0.97			

4.5.4 Data Serbuk Bor (Cutting)

Parameter	Diameter	Satuan	Density	Satuan
Shale	0.079	Inch	20.8	Ppg
Sandstone	0.02	Inch	18.3	Ppg
Limestone	0.019	Inch	22.5	Ppg
Silts	0.079	Inch	20.8	Ppg
Tuffa	0.02	Inch	18.3	Ppg

A. Perhitungan Lumpur Aerasi (ρ_A) :

Tekanan formasi pada kedalaman 1978 m (6489,8 ft)

- $P_f = G_f \times \text{Depth}$

$$= 0,293 \times 6489,8$$

$$= 1901,5 \text{ psi}$$
- Tekanan *underbalanced* pada kedalaman 1978 m (6489,8 ft):

$$P_A = P_f - P_{ub}$$

$$= 1901,5 \text{ psi} - 200 \text{ psi}$$

$$= 1701,5 \text{ psi}$$

$$P_A = 0,052 \times \rho_A \times D$$

$$1701,5 = 0,052 \times \rho_A \times 6489,8$$

$$\rho_A = 5,04 \text{ ppg}$$

B. Volume N_2 yang diinjeksikan dari permukaan :

- $T_1 = 520 \text{ }^\circ\text{R}$
- $T_2 = \{(6489,8/2) \times 0,015\} + 520 \text{ }^\circ\text{R} = 568,7 \text{ }^\circ\text{R}$
- $P_1 = 14,7 \text{ psia}$
- $P_2 = \{(6489,8 \times 0,293) + 14,7\} / 2 = 958 \text{ psig}$
- Volume 1 scf N_2 pada kondisi kedalaman 6489,8 ft :

$$V_{gp} = V_{gs} \left(\frac{T_2 P_1}{T_1 P_2} \right)$$

$$V_{gp} = 1 \times \left(\frac{568,7 \times 14,7}{520 \times 958} \right)$$

$$= 0,0168 \text{ cuft}$$

- Jika gravity N_2 (S) = 0,97, maka densitas N_2 (ρ_{gs}) pada kondisi permukaan adalah sebesar :

$$\rho_{gs} = \frac{2,703 \times S \times P_1}{T_1}$$

$$\rho_{gs} = \frac{2,703 \times 0,97 \times 14,7}{520}$$

$$= 0,0741 \text{ lbm/ft}^3$$

- Maka density N₂ pada kondisi kedalaman 6489,8 ft :

$$\rho_{gp} = \rho_{gs} \left(\frac{T_2 P_1}{T_1 P_2} \right)$$

$$\rho_{gp} = 0,0741 \times \left(\frac{568,7 \times 14,7}{520 \times 958} \right)$$

$$= 0,00124 \text{ lbm/ft}^3$$

$$\approx 0,000166 \text{ ppg}$$

- Laju volumetrik N₂ pada kedalaman 6489,8 ft :

$$Q_{gp} = \frac{(\rho_1 Q_1) - (\rho_A Q_1)}{(\rho_A - \rho_{gp})}$$

$$= \frac{(8,33 \times 150) - (5,04 \times 150)}{(5,04 - 0,000166)}$$

$$= 97,8 \text{ gpm} \approx 13,1 \text{ cfm}$$

- Total laju alir (N₂ + lumpur dasar)

$$= 13,1 + 20,1$$

$$= 33,2 \text{ cfm}$$

- Dengan demikian laju volumetrik N₂ yang diinjeksikan di permukaan adalah sebesar :

$$Q_{gs} = Q_{gp} \left(\frac{T_1 P_2}{T_2 P_1} \right)$$

$$= 13,1 \times \left(\frac{520 \times 958}{568,7 \times 14,7} \right)$$

$$= 779 \text{ scfm}$$

C. Fraksi cairan (lumpur dasar) dalam lumpur aerasi

- Fraksi lumpur dasar di permukaan (F_{lo}) :

$$\begin{aligned} F_{lo} &= \{Q_1 / (Q_1 + Q_{gs})\} \times 100\% \\ &= \{20,1 / (20,1 + 779)\} \times 100\% \\ &= 2,51\% \end{aligned}$$

- Fraksi gas di permukaan (F_{go}) :

$$\begin{aligned} F_{go} &= \{Q_{gs} / (Q_{gs} + Q_1)\} \times 100\% \\ &= \{779 / (779 + 20,1)\} \times 100\% \\ &= 97,49\% \end{aligned}$$

- Fraksi lumpur dasar pada kedalaman 6283 ft (F_{lp}) :

$$\begin{aligned} F_{lp} &= \frac{F_{lo}}{\left\{ F_{lo} + (1 - F_{lo}) \left(\frac{P_f}{P_o} \right) \right\}} \\ F_{lp} &= \frac{0,0251}{\left\{ 0,0251 + (1 - 0,0251) \left(\frac{1901,5}{14,7} \right) \right\}} \times 100\% \\ &= 76,93\% \end{aligned}$$

- Fraksi gas pada kondisi kedalaman 6283 ft (F_{gp}):

$$\begin{aligned} F_{gp} &= \frac{F_{go}}{\left\{ F_{go} + (1 - F_{go}) \left(\frac{P_f}{P_o} \right) \right\}} \\ F_{gp} &= \frac{0,9749}{\left\{ 0,9749 + (1 - 0,9749) \left(\frac{1901,5}{14,7} \right) \right\}} \times 100\% \\ &= 22,97\% \end{aligned}$$

D. Viskositas Lumpur Aerasi Pada Kedalaman 6489,8 Ft :

Viskositas lumpur aerasi pada kedalaman 6489,8 ft sebesar:

$$\begin{aligned}\mu_A &= (F_{gp} \cdot \mu_g + (1 - F_{gp}) \cdot \mu_1) \\ &= (22,97 \times 0,017) + (1 - 22,97) \times 1 \\ &= 0,77 \text{ cp}\end{aligned}$$

E. Kecepatan dan pola aliran lumpur aerasi (6489,8 ft) :

Kecepatan lumpur aerasi di annulus OH 6" – DP 3,5" (1978 m = 6489,8 ft):

$$\begin{aligned}V_{ann} &= \frac{Q_A}{\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot (D_h^2 - D_{op}^2)}, \text{ fpm} \\ &= \frac{33,2}{0,785 \times (6^2 - 3,5^2) \times 0,00694} \\ &= 256,27 \text{ fpm}\end{aligned}$$

Bilangan Reynold (N_{Re}) untuk kecepatan lumpur aerasi sebesar 256,12 fpm

$$\begin{aligned}N_{Re} &= \frac{15,47 \cdot D_{ep} \cdot \rho_A \cdot V_{ann}}{\mu_A} \\ &= \frac{15,47 \times (6 - 3,5) \times 5,04 \times 256,27}{0,77} \\ &= 64626,44128\end{aligned}$$

$N_{Re} > 4000$ maka pola aliran lumpur aerasi di OH 6" – DP 3,5" adalah

Turbulen.

F. Pengangkatan serbuk bor :

- Kecepatan terminal serbuk bor (tuffa) :

$$\begin{aligned} V_t &= 92,6 \sqrt{dc \left(\frac{\rho_c - \rho_A}{\rho_A} \right)} \\ &= 92,6 \sqrt{0,02 \left(\frac{18,3 - 5,04}{5,04} \right)} \\ &= 21,24 \text{ fpm} \end{aligned}$$

- Bilangan Reynold serbuk bor (N_{Re}):

$$\begin{aligned} N_{Re} &= \frac{15,47 x \rho_A x V_t x dc}{\mu_A} \\ &= \frac{15,47 \times 5,04 \times 21,24 \times 0,02}{0,77} \\ &= 42,8411 \end{aligned}$$

$1 < (N_{Re}) < 2000$, maka pola alirannya adalah **Transisi**.

- Konsentrasi serbuk bor di annulus :

$$\begin{aligned} C_{conc} &= (0,01778 \cdot ROP) + 0,505 \text{ , \%} \\ &= (0,01778 \times 39,3) + 0,505 \text{ \%} \\ &= 1,2 \text{ \%} \end{aligned}$$

- Kecepatan pengangkatan serbuk bor :

$$V_c = \frac{ROP}{36 \cdot \left[1 - \frac{D_{odp}}{D_h} \right]^2 \cdot C_{conc}}$$

$$= \frac{39,3}{36 \times \left(1 - \frac{3,5}{6}\right)^2 \times 1,2}$$

$$= 8,71 \text{ fpm}$$

- Transport cutting ratio

$$Ft = \frac{V_{ann} - V_t}{V_{ann}} * 100\%$$

$$= \frac{256,27 - 21,24}{256,12} * 100\%$$

$$= 91,70 \%$$

- $V_{ann} > V_c + V_t$

$$= 256,27 > (8,71 + 21,24)$$

$$= 256,27 \text{ fpm} > 29,95 \text{ fpm}$$

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan Lumpur Aerasi

Parameter	Nilai	Satuan
Densitas Lumpur Aerasi	5,04	ppg
Laju Volumetrik N ₂	779	scfm
Fraksi Lumpur Dasar pada 6489 ft	76,93	%
Fraksi Gas Nitrogen pada 6489 ft	23,06	%
Vis. Lumpur Aerasi	1	cp
Kec. Lumpur di Annulus (V _{ann})	256,27	fpm
Kec. Terminal Serbuk Bor (V _t)	21,24	fpm
Kec. Pengangkatan Serbuk Bor (V _c)	8,71	Fpm
Cutting Transport Ratio (FT)	91,70	%

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis proses pengangkatan *cutting* pada penerapan metode underbalanced drilling di lapangan jatibarang pertamina do hulu Cirebon dengan menggunakan metode *Gas Law*, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil perhitungan diperoleh laju volumetrik N_2 yang diinjeksikan di permukaan sebesar 779 scfm, Kecepatan lumpur aerasi di *annulus* sebesar 256,12 fpm, kecepatan terminal serbuk bor sebesar 21,24 fpm, dan kecepatan pengangkatan serbuk bor sebesar 8,71 fpm. Dengan demikian, kecepatan lumpur aerasi di *annulus* pada kedalaman 6498,8 ft lebih besar dari kecepatan minimal yang dibutuhkan untuk pengangkatan serbuk bor, maka pengangkatan serbuk bor sudah baik.
2. jika ditinjau dari konsentrasi serbuk bor pada annulus juga tidak lebih dari 5%(Romdon, n.d.) yaitu 1,2 %, dan nilai dari FT (*Cutting Tranport Ratio*) di annulus >80% sehingga pengangkatan *cutting* sudah dikategorikan baik (Haryadi et al., 2019), sehingga permasalahan pipa terjepit akibat cutting yang menumpuk di dasar sumur tidak akan terjadi lagi,dan *pressure* rata-rata *reservoir* lebih besar dibanding dengan *hidrostatik pressure* sehingga *Loss circulation* tidak akan terjadi.

5.2 Saran

Diharapkan untuk peneliti selanjutnya membandingkan beberapa jenis metode pemboran underbalanced drilling seperti metode aerasi, *air drilling*, *mist drilling* maupun *foam drilling*

DAFTAR PUSTAKA

- Beck, F. E., Powell, J. W., & Zamora, M. (1995). Effect of rheology on rate of penetration. *Drilling Conference - Proceedings*, 333–341.
<https://doi.org/10.2118/29368-ms>
- Bumi, L., & Upstream, B. P. (2015). *Evaluasi Penggunaan Aerated Drilling pada sumurdindra*. 292–296.
- Chitty, G. H. (2003). Is a zero AFE possible with underbalanced drilling? *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2003-May*, 58–64. <https://doi.org/10.4043/15060-ms>
- Dosne, R. D., Bennion, D. B., Eilers, D. M., & New, E. R. (n.d.). *SPE 37065 Successful Laboratory*. 3, 245–249.
- Hafiz, M., Latip, A., Abshar, M., Nor, M., Solehuddin, M., Razak, A., Pepple, M. M., Hafiz, M., Makri, M., Ismail, M. C., Eng, K. K., & Yunus, F. (2016). Underbalance drilling in high temperature Malay basin basement with nitrified water - Mitigating foaming and corrosion issues. *Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016*, 4473–4487.
<https://doi.org/10.4043/26677-ms>
- Haryadi, & S., & Abuamat. (2019). *Aerated Drilling Fluid Cutting Lifting Analysis At Hululais*. 3(3).
- Hussain, S., Saleem, S., Sabir, S. M., & Asrar, M. (2011). First horizontal well drilled with underbalance (nitrified stable foam), downhole deployment valve & extended range EM-MWD technologies in middle east region - Case study and lesson learned. *Society of Petroleum Engineers - SPE/PAPG Annual Technical Conference 2011, PATC 2011*, 61–76.
<https://doi.org/10.2118/156203-ms>
- Kusumawardani, R., Kustono, B., & Pudyastuti, K. (2015). *Kinerja Operasi Aerated Drilling Pada Sumur N di Lapangan Panas Bumi K*. 458–467.
- Malik, S. A., Channa, M. H., Majeed, A., & Latif, M. K. (2012). Underbalance Drilling of an Above Sea Level, Sub-Hydrostatic Reservoir; Recompenses - A Case History. *Society of Petroleum Engineers*, 1–20.
- Motghare, P., Musale, A., Desai, A. B., & Parmar, A. D. (2019). Under balanced drilling: Experience in India. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019, April*, 9–11. <https://doi.org/10.2118/194664-ms>
- Musnal, A. (2015). Issn 2540 - 9352. *Jurnal of Earth Energi Engineering*, 4(2), 70–77.
- Nugroho, W. A., Sumantri, M., Wibisono, D., Pertamina, P. T., & Services, D. (2017). *Analisis Perhitungan Pengangkatan Cutting Pada Sumur "K" Lapangan "N" PT.Pertamina UTC*.
- Ostroot, K., Shayegi, S., Zoontjes, D., & Lovorn, R. (2007). *Comparison and Advantages of Underbalanced and Managed-Pressure Drilling Techniques: When Should Each Be Applied?*
<https://doi.org/10.4043/18561-ms>
- Pamungkas, J. (2004). *Pengantar teknik perminyakan (tm-110) (BOP)*.

- Panjaitan, S., & Astawa, N. (2016). Studi Potensi Migas Dengan Metode Gayaberat Di Lepas Pantai Utara Jakarta. *Jurnal Geologi Kelautan*, 8(1), 23. <https://doi.org/10.32693/jgk.8.1.2010.183>
- Parulian, R. A., Hamid, A. &, & Rosyidan, C. (2017). *PENANGGULANGAN LOST CIRCULATION DENGAN MENGGUNAKAN METODE UNDER BALANCED DRILLING PADA SUMUR Y , BLOK Z Oleh : Jurnal Petro* □ *Oktober , Th , 2017. VI(3)*, 107–115.
- Prayoga, O. A., Hartono, H. G., & Taslim, M. (2016). Karakterisasi Reservoir Batuan Vulkanik Rekah Alami Berdasarkan Integrasi Data Sumur dan Atribut Seismik Pada Lapangan Java , Cekungan Jawa Barat Utara , Indonesia. *Prosiding Semniar Nasional XI"Rekayasa Teknologi Industri Dan Informasi 2016. Sekolah Tinggi Teknologi Nasional Yogyakarta*, 69–77.
- Ramanda, K., Satiyawira, B., & Sundja, A. (2015). *Seminar Nasional Terjepitnya Rangkaian Pipa Pemboran Pada Sumur " JH -151 " Lapangan X DI PT . Pertamina EP Seminar Nasional Cendekiawan 2015 ISSN : 2460-8696. 197–203.*
- Romdon, F. R. (n.d.). *Perencanaan Hidrolika Pemboran.*
- Salimi, S., Ghalambor, A., Tronvoll, J., & Andersen, K. I. (2010). A simple analytical approach to simulate underbalanced-drilling in naturally fractured reservoirs-the effect of short overbalanced conditions and time effect. *Energies*, 3(10), 1639–1653. <https://doi.org/10.3390/en3101639>
- Saxena A., Ojha K., & P. A. K. (2014). Underbalanced Drilling and Its Advancements: an Overview. *Journal of Petroleum Engineering & Technology*, 4(2), 37–51.
file:///C:/Users/user/Downloads/UnderbalancedDrillingandItsAdvancementsAnOverview (2).pdf
- Sepulveda, J. J., Falana, O. M., Kakadjian, S., Morales, J. D., Zamora, F., DiBiasio, M., Marshall, E. C., Shirley, G. L., Benoit, D. J., & Tkach, S. A. (2008). *Oil-Based Foam and Proper Underbalanced-Drilling Practices Improve Drilling Efficiency in a Deep Gulf Coast Well .* <https://doi.org/10.2118/115536-MS>
- Sherly, K., Walangitan, B., Hamid, A., & Rangga, R. (2020). *Evaluasi Pengangkatan Cutting pada Trayek 17 ½ inch dengan Metode CTR CCA dan CCI pada Sumur KS Lapangan BW. IX(2)*, 74–80.
- Subiatmono, P., & Yulianto, I. (2001). *Penerapan teknologi pemboran underbalanced pada sumur lapangan jatibarang pertamina do hulu cirebon.* 3–5.
- Thomas Dahl, B. V. (1999). Underbalanced Drilling Manual. *Baker Hughes Incorporated, November*, 566.
- Yuwandhika, K. A., Satiyawira, B., & Rizki, A. (2019). Evaluasi Nilai Cutting Carrying Index Pada Lumpur Diesel Oil. *Petro*, 7(4), 137. <https://doi.org/10.25105/petro.v7i4.4281>