

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	i
<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	iii
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....</b>	iv
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	v
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN .....</b>	vii
<b>RINGKASAN .....</b>	viii
<b>DAFTAR ISI .....</b>	ix
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	xiii
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	xv
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	xvi
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Permasalahan.....	2
1.3. Maksud dan Tujuan.....	2
1.4. Metodologi .....	2
1.5. Sistematika Penulisan .....	2
<b>BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN .....</b>	3
2.1. Sejarah Lapindo Brantas Inc. ....	3
2.2. Kondisi Geografis .....	3
2.3. Kondisi Geologi .....	5
2.3.1. Letak Regional .....	5
2.3.2. Kerangka Stratigrafis .....	6
2.3.3.1. Eocene/Oligocene Awal .....	6
2.3.3.2. Miocene/Oligocene Akhir .....	7
2.3.3.3. Plio/Pleistocene.....	8
<b>BAB III TEORI DASAR WELL KICK .....</b>	9
3.1. Tekanan Yang Bekerja Pada Formasi .....	9
3.1.1. Tekanan Overburden .....	9

## DAFTAR ISI (Lanjutan)

	Halaman
3.1.2. Tekanan Formasi .....	10
3.1.2.1. Tekanan Formasi Normal .....	11
3.1.2.2. Tekanan Formasi Abnormal .....	11
3.1.2.2.1. Tekanan Di Atas Normal .....	11
3.1.2.2.2. Tekanan Di Bawah Normal .....	24
3.1.3. Tekanan Rekah Formasi .....	24
3.2. Tekanan Hidrostatik .....	26
3.3. Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i> .....	27
3.3.1. Turunnya Tekanan Hidrostatik Lumpur.....	27
3.3.1.1. Penurunan Berat Jenis Lumpur ( <i>Mud Weight</i> ) ...	28
3.3.1.2. Penurunan Tinggi Kolom Lumpur .....	28
3.3.1.2.1. <i>Loss Circulation</i> .....	28
3.3.1.2.2. Lupa Mengisi Lubang Saat Mencabut Rangkaian .....	28
3.3.1.2.3. Cabut Kering .....	29
3.3.1.2.4. Cabut Basah .....	31
3.3.2. Menembus Tekanan Abnormal .....	31
3.3.3. Efek <i>Swabbing</i> dan <i>Squeeze</i> .....	32
3.3.3.1. <i>Clearence</i> .....	33
3.3.3.1.1. Formasi Garam Atau Formasi Yang Mengembang .....	33
3.3.3.1.2. <i>Bailing</i> .....	33
3.3.3.1.3. Kemiringan Sumur dan <i>Doglegs</i> .....	34
3.3.3.1.4. Panjang BHA .....	34
3.3.3.1.5. Jumlah Stabilizer .....	34
3.3.3.2. Sifat Dari Fluida Pemboran .....	34
3.3.3.2.1. <i>Viscositas</i> .....	35
3.3.3.2.2. Sifat <i>Gel Strength</i> Lumpur .....	35
3.3.3.2.3. Adanya <i>Water Loss</i> .....	35
3.4. Tanda – Tanda Terjadinya <i>Well Kick</i> .....	36
3.4.1. Saat Sedang Dilakukannya Pemboran .....	36
3.4.1.1. Laju Penembusan Tiba – Tiba Naik .....	36
3.4.1.2. Volume di Tangki Lumpur Naik .....	36
3.4.1.3. Temperatur dan Laju Alir Naik di <i>Flow Line</i> Serta Berat Jenis Lumpur Turun .....	37
3.4.1.4. Tekanan Pompa Turun dengan Debit Naik .....	38
3.4.1.5. Berat Pahat Bor Turun dan Putaran Naik .....	38
3.4.1.6. Hadirnya Gelembung – Gelembung Gas Pada Lumpur .....	38
3.4.1.7. Berat Jenis <i>Shale</i> Relative Turun .....	38
3.4.1.8. <i>D-Eksponen</i> Relatif Turun .....	38

## DAFTAR ISI (Lanjutan)

	Halaman
`3.4.2. Saat Sedang Cabut Pipa .....	40
3.4.2.1. Aliran Tetap Ada Walaupun Pompa Telah Dihentikan .....	40
3.4.2.2. Volume Lumpur Di Tangki Lumpur Bertambah .....	40
3.4.2.3. Tekanan Pompa Untuk Sirkulasi Semakin Turun dengan Bertambahnya Pipa .....	40
3.4.2.4. Berat Jenis Lumpur Di <i>Flow Line</i> Turun .....	40
3.5. Penanggulangan <i>Well Kick</i> dan Perhitungannya.....	41
3.5.1. Sistem BOP .....	41
3.5.1.1. BOP <i>Stack</i> .....	41
3.5.1.2. Accumulator .....	46
3.5.1.3. Sistem Pendukung .....	47
3.5.2. Prosedur Menutup Sumur .....	49
3.5.3. Metode Penanggulangan <i>Well Kick</i> .....	51
3.5.3.1. Metode <i>Driller</i> .....	51
3.5.3.2. Metode <i>Engineer (Wait and Weight)</i> .....	54
3.5.3.3. Metode <i>Concurrent</i> .....	56
3.5.4. SIDPP ( <i>Shut In Drill Pipe Pressure</i> ) .....	59
3.5.5. SICP ( <i>Shut In Casing Pressure</i> ) .....	59
3.5.6. <i>Kill Rates</i> dan <i>Kill Rates Pressure</i> .....	60
3.5.7. Perhitungan Penanggulangan <i>Well Kick</i> .....	61
3.5.7.1. Menghitung Volume <i>Drill String</i> dan Total Stroke Pompa .....	61
3.5.7.2. Menghitung Volume Annulus .....	65
3.5.7.3. Sirkulasi Untuk Mematikan Sumur .....	67
3.5.7.4. Menghitung ECD ( <i>Equivalent Circulating Density</i> ) dan BHCP ( <i>Bottom Hole Circulating Pressure</i> ) .....	69
3.5.7.5. Menghitung Jumlah Barite Yang Ditambahkan .....	70
3.5.7.6. MAWM ( <i>Maximum Allowable Mud Weight</i> ) ....	70
3.5.7.7. <i>Pressure Drop</i> per “n” Stroke ( n= 100 Stroke).....	71
3.5.7.8. Interval Waktu Pengontrolan ( $\Delta t$ ) .....	71
<b>BAB IV KAJIAN DAN PERHITUNGAN PENANGGULANGAN WELL KICK PADA SUMUR EKSPLORASI “TA- 1”</b>	
72	
4.1. Kajian Terjadinya <i>Well Kick</i> di Sumur X .....	72
4.2. Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Sumur Eksplorasi X .....	75

4.2.1. Data Sumur X Ketika Terjadi <i>Well Kick</i> .....	76
4.2.2. Perhitungan Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Sumur X .....	78

### **DAFTAR ISI**

#### **(Lanjutan)**

	<b>Halaman</b>
4.2.3. Metode <i>Engineer</i> Untuk Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Kedalaman 1374 ft .....	84
4.2.4. Metode <i>Driller</i> ( <i>Wait and Weight</i> ) Untuk penanggulangan <i>Well Kick</i> di kedalaman 1374 ft.....	85
<b>BAB V PEMBAHASAN .....</b>	<b>89</b>
<b>BAB VI KESIMPULAN.....</b>	<b>92</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>93</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>94</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>		<b>Halaman</b>
2.1.	Wilayah Kerja Lapindo Brantas Inc. ....	3
2.2.	Peta Lokasi Sumur X.....	4
2.3.	Cekungan Jawa Timur.....	5
2.4.	Neogene Stratigraphic Framework of East Java.....	6
2.5.	Kolom Stratigrafi Blok Brantas.....	7
3.1.	Tekanan Di Atas Normal Proses Kompaksi .....	12
3.2.	Tekanan Abnormal Akibat Fault .....	13
3.3.	Tekanan Abnormal Akibat Kubah Garam .....	14
3.4.	Tekanan Abnormal Akibat <i>Massive Shale</i> .....	15
3.5.	Tekanan Abnormal Akibat <i>Charged Zone</i> .....	15
3.6.	Tekanan Abnormal Akibat Antklin .....	16
3.7.	Tekanan Abnormal Akibat Lensa-lensa Pasir .....	17
3.8.	Perbandingan Antara <i>d-eksponen</i> dan <i>dcs</i> Sewaktu Melewati Zona Transisi Bertekanan Tinggi dengan Berat Lumpur Yang Telah Diubah .....	22
3.9.	<i>Leak Off Test</i> .....	25
3.10.	<i>Kick Akibat Loss Circulation</i> .....	29
3.11.	<i>Kick Akibat Adanya Swabbing</i> .....	34
3.12.	Kedalaman Versus Temperatur .....	37
3.13.	Kedalaman Versus Berat Jenis <i>Shale</i> .....	39
3.14.	Sistem BOP .....	41
3.15.	Susunan BOP <i>Stack</i> .....	43
3.16.	<i>Pipe Ram</i> .....	44

3.17. <i>Blind Ram</i> .....	45
------------------------------	----

## **DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)**

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
3.18. <i>Shear Ram</i> .....	45
3.19. <i>Casing Head</i> .....	46
3.20. <i>Accumulator</i> .....	47
3.21. <i>Choke Manifold</i> .....	48
3.22. <i>Choke Manifold</i> dan <i>Kill Line</i> .....	48
3.23. Prosedur Menutup Sumur .....	50
3.24. Prosedur Mengatasi <i>Kick</i> Dengan <i>Driller Method</i> .....	52
3.25. Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Telkanan Casing dan Tekanan Pertambahan Volume di <i>Pit Gain</i> dengan Metode <i>Driller</i> .....	53
3.26. Prosedur Mengatasi <i>Kick</i> Dengan <i>Wait and Weight Method</i> .....	54
3.27. Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Annulus, dan Pertambahan Volume Di <i>Pit Gain</i> dengan Metode <i>Engineer</i> .....	55
3.28. Tekanan <i>Drillstring</i> Untuk Metode <i>Concurrent</i> .....	56
3.29. Tekanan <i>Drill Pipe</i> Untuk Metode <i>Concurrent</i> .....	58
4.1. Pf dan Ph (psi) VS Kedalaman (ft).....	74
4.2. Well profile pada Pengeboran Sumur X Ketika Terjadi Kick .....	77

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
III -1. Tekanan Penutupan <i>Annular Preventer Tipe GL</i> .....	42
III-2. Tekanan Penutupan <i>Pipe Rams</i> .....	44
III-3. Tekanan Penutupan <i>Blind Ram</i> .....	45
IV-1. Parameter Pemboran VS Kedalaman Pada Interval 1360 ft – 1380 ft .....	73
IV-2. Perbandingan New Ph vs Pf Pada Interval 766 ft – 1374 ft Trajek 121/4”Open Hole.....	75

## **DAFTAR LAMPIRAN**

<b>Lampiran</b>		<b>Halaman</b>
A. <i>Operation Drilling Report</i> .....		94
B. <i>Geological Summary</i> .....		98
C. <i>Drilling Performance</i> .....		99
D.     Grafik Tekanan <i>Drillpipe vs Stroke</i> .....		100
E. <i>Well Summary</i> .....		101