

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	ii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iii
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN</b> .....	iv
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH</b> .....	v
<b>RINGKASAN</b> .....	vi
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiii
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xiv
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Permasalahan .....	1
1.3. Maksud dan Tujuan .....	2
1.4. Metodologi .....	2
1.5. Sistematika Penulisan .....	2
1.6. Diagram Alir .....	3
<b>BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN</b> .....	4
2.1. Sejarah Lapindo Brantas Inc. ....	4
2.2. Kondisi Geografi .....	6
2.3. Kondisi Geologi .....	7
2.3.1. Letak Regional .....	8
2.3.2. Kerangka Stratigrafis .....	8
2.3.2.1. Eocene/Oligocene Awal .....	8
2.3.2.2. Miocene/Oligocene Akhir .....	9
2.3.2.3. Plio/Pleistocene .....	10

**DAFTAR ISI**  
(Lanjutan)

	<b>Halaman</b>
<b>BAB III TEORI DASAR WELL KICK</b> .....	11
3.1. Tekanan Yang Bekerja Pada Formasi .....	11
3.1.1. Tekanan Overburden .....	11
3.1.2. Tekanan Formasi .....	12
3.1.2.1. Tekanan Formasi Normal .....	13
3.1.2.2. Tekanan Formasi Abnormal .....	13
3.1.2.2.1. Tekanan Di Atas Normal .....	13
3.1.2.2.2. Tekanan Di Bawah Normal .....	26
3.1.3. Tekanan Rekah Formasi .....	26
3.2. Tekanan Hidrostatik .....	28
3.3. Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i> .....	29
3.3.1. Turunnya Tekanan Hidrostatik Lumpur.....	29
3.3.1.1. Penurunan Berat Jenis Lumpur ( <i>Mud Weight</i> ) ...	30
3.3.1.2. Penurunan Tinggi Kolom Lumpur .....	30
3.3.1.2.1. <i>Loss Circulation</i> .....	30
3.3.1.2.2. Lupa Mengisi Lubang Saat Mencabut Rangkaian .....	30
3.3.1.2.3. Cabut Kering .....	31
3.3.1.2.4. Cabut Basah .....	33
3.3.2. Menembus Tekanan Abnormal .....	33
3.3.3. Efek <i>Swabbing</i> dan <i>Squeeze</i> .....	34
3.3.3.1. <i>Clearence</i> .....	35
3.3.3.1.1. Formasi Garam Atau Formasi Yang Mengembang .....	35
3.3.3.1.2. <i>Bailing</i> .....	35
3.3.3.1.3. Kemiringan Sumur dan <i>Doglegs</i> .....	35
3.3.3.1.4. Panjang BHA .....	36
3.3.3.1.5. Jumlah Stabilizer .....	36
3.3.3.2. Sifat Dari Fluida Pemboran .....	36
3.3.3.2.1. <i>Viscositas</i> .....	37
3.3.3.2.2. Sifat <i>Gel Strength</i> Lumpur .....	37
3.3.3.2.3. Adanya <i>Water Loss</i> .....	37
3.4. Tanda – Tanda Terjadinya <i>Well Kick</i> .....	37
3.4.1. Saat Sedang Dilakukannya Pemboran .....	38
3.4.1.1. Laju Penembusan Tiba – Tiba Naik .....	38
3.4.1.2. Volume di Tangki Lumpur Naik .....	38
3.4.1.3. Temperatur dan Laju Alir Naik di <i>Flow Line</i> Serta Berat Jenis Lumpur Turun .....	39
3.4.1.4. Tekanan Pompa Turun dengan Debit Naik .....	39

**DAFTAR ISI**  
**(Lanjutan)**

	<b>Halaman</b>
3.4.1.5. Berat Pahat Bor Turun dan Putaran Naik .....	40
3.4.1.6. Hadirnya Gelembung – Gelembung Gas Pada Lumpur .....	40
3.4.1.7. Berat Jenis <i>Shale</i> Relative Turun .....	41
3.4.1.8. <i>D-Eksponen</i> Relatif Turun .....	41
3.4.2. Saat Sedang Cabut Pipa .....	42
3.4.2.1. Aliran Tetap Ada Walaupun Pompa Telah Dihentikan .....	42
3.4.2.2. Volume Lumpur Di Tangki Lumpur Bertambah .....	42
3.4.2.3. Tekanan Pompa Untuk Sirkulasi Semakin Turun dengan Bertambahnya Pipa .....	42
3.4.2.4. Berat Jenis Lumpur Di <i>Flow Line</i> Turun .....	42
3.5. Penanggulangan <i>Well Kick</i> dan Perhitungannya .....	43
3.5.1. Sistem BOP .....	43
3.5.1.1. BOP <i>Stack</i> .....	43
3.5.1.2. Accumulator .....	48
3.5.1.3. Sistem Pendukung .....	49
3.5.2. Prosedur Menutup Sumur .....	51
3.5.3. Metode Penanggulangan <i>Well Kick</i> .....	53
3.5.3.1. Metode <i>Driller</i> .....	53
3.5.3.2. Metode <i>Engineer (Wait and Weight)</i> .....	56
3.5.3.3. Metode <i>Concurrent</i> .....	58
3.5.4. SIDPP ( <i>Shut In Drill Pipe Pressure</i> ) .....	61
3.5.5. SICP ( <i>Shut In Casing Pressure</i> ) .....	61
3.5.6. <i>Kill Rates</i> dan <i>Kill Rates Pressure</i> .....	62
3.5.7. Perhitungan Penanggulangan <i>Well Kick</i> .....	63
3.5.7.1. Menghitung Volume <i>Drill String</i> dan Total Stroke Pompa .....	63
3.5.7.2. Menghitung Volume Annulus .....	67
3.5.7.3. Menghitung Kehilangan Tekanan .....	70
3.5.7.4. Sirkulasi Untuk Mematikan Sumur .....	75
3.5.7.5. Menghitung ECD ( <i>Equivalent Circulating Density</i> ) dan BHCP ( <i>Bottom Hole Circulating Pressure</i> ) .....	76
3.5.7.6. Menghitung Jumlah Barite Yang Ditambahkan .....	77
3.5.7.7. MAWM ( <i>Maximum Allowable Mud Weight</i> ) .....	77
3.5.7.8. <i>Pressure Drop</i> per “n” Stroke (n= 100 Stroke) .....	78

**DAFTAR ISI**  
**(Lanjutan)**

	<b>Halaman</b>
3.5.7.9. Interval Waktu Pengontrolan ( $\Delta t$ ) .....	78
<b>BAB IV ANALISA DAN PERHITUNGAN PENANGGULANGAN WELL KICK PADA SUMUR “DSP-3” .....</b>	<b>80</b>
4.1. Analisa Terjadinya <i>Kick</i> di Sumur DSP-3 .....	80
4.2. Penanggulangan <i>Kick</i> di Sumur DSP-3.....	83
4.2.1. Data Sumur DSP-3 Ketika Terjadi <i>Kick</i> .....	83
4.2.2. Perhitungan Jumlah Strokes Untuk Membunuh <i>Kick</i> ....	93
4.2.3. Perhitungan Untuk Menanggulangi <i>Kick</i> Pada Kedalaman 3143 ft .....	94
4.2.4. Metode <i>Driller</i> Untuk Penanggulangan <i>Kick</i> di Kedalaman 3143 ft.....	98
<b>BAB V PEMBAHASAN .....</b>	<b>100</b>
<b>BAB VI KESIMPULAN.....</b>	<b>103</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>104</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>106</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
1.1. Diagram Alir. ....	3
2.1. Wilayah Kerja Lapindo Brantas Inc. ....	4
2.2. Lokasi Lapangan Y.....	6
2.3. Cekungan Jawa Timur.....	7
2.4. Neogene Stratigraphic Framework of East Java.....	8
2.5. Kolom Stratigrafi Blok Brantas.....	10
3.1. Tekanan Di Atas Normal Proses Kompaksi .....	14
3.2. Tekanan Abnormal Akibat Fault .....	15
3.3. Tekanan Abnormal Akibat Kubah Garam .....	16
3.4. Tekanan Abnormal Akibat <i>Massive Shale</i> .....	17
3.5. Tekanan Abnormal Akibat <i>Charged Zone</i> .....	17
3.6. Tekanan Abnormal Akibat Antklin .....	18
3.7. Tekanan Abnormal Akibat Lensa-lensa Pasir .....	19
3.8. Perbandingan Antara <i>d-eksponen</i> dan <i>dcs</i> Sewaktu Melewati Zona Transisi Bertekanan Tinggi dengan Berat Lumpur Yang Telah Diubah .....	24
3.9. <i>Leak Off Test</i> .....	27
3.10. <i>Kick Akibat Loss Circulation</i> .....	31
3.11. <i>Kick Akibat Adanya Swabbing</i> .....	36
3.12. Kedalaman Versus Temperatur .....	39
3.13. Kedalaman Versus Berat Jenis <i>Shale</i> .....	41
3.14. Sistem BOP .....	43
3.15. Susunan BOP <i>Stack</i> .....	45
3.16. <i>Pipe Ram</i> .....	46
3.17. <i>Blind Ram</i> .....	47

**DAFTAR GAMBAR**  
**(Lanjutan)**

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
3.18. <i>Shear Ram</i> .....	47
3.19. <i>Casing Head</i> .....	48
3.20. <i>Accumulator</i> .....	49
3.21. <i>Choke Manifold</i> .....	50
3.22. <i>Choke Manifold dan Kill Line</i> .....	50
3.23. <i>Prosedur Menutup Sumur</i> .....	52
3.24. <i>Prosedur Mengatasi Kick Dengan Driller Method</i> .....	54
3.25. <i>Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Pertambahan Volume di Pit Gain dengan Metode Driller</i> .....	55
3.26. <i>Prosedur Mengatasi Kick Dengan Engineer Method</i> .....	56
3.27. <i>Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Annulus, dan Pertambahan Volume Di Pit Gain dengan Metode Engineer</i> .....	57
3.28. <i>Tekanan Drillstring Untuk Metode Concurrent</i> .....	58
3.29. <i>Tekanan Drill Pipe Untuk Metode Concurrent</i> .....	60
4.1. <i>Pf (psi), Ph (psi), Phd (psi), Prf (psi) vs Kedalaman (ft)</i> .....	82
4.2. <i>Drillstring Pada Pengeboran Sumur DSP-3 Ketika Terjadi Kick</i> ...85	85

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
III -1. Tekanan Penutupan <i>Annular Preventer Tipe GL</i> .....	44
III-2. Tekanan Penutupan <i>Pipe Rams</i> .....	46
III-3. Tekanan Penutupan <i>Blind Ram</i> .....	47
III-4. Nilai konstanta E untuk tiap tipe peralatan permukaan.....	71
IV-1. Parameter Pemboran Versus Kedalaman Pada Interval 3063 ft – 3153 ft Trajek 8 <sup>1/2</sup> ” <i>Open Hole</i> .....	81
IV-2. Perbandingan New Ph vs Pf Pada Interval 3060 – 3153 ft Trajek 8 <sup>1/2</sup> ” <i>Open Hole</i> .....	82

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran</b>	<b>Halaman</b>
A Data Pemboran Sumur “DSP-3” Pada Saat Terjadi <i>Kick</i> .....	107
B <i>Drilling Report</i> Pada Kedalaman 3143 ft .....	108
C <i>Drilling Performance</i> Sumur “DSP-3” .....	115
D <i>Leak Off Test</i> Pada Kedalaman 3057 ft .....	116