

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERSEMBAHAN	vii
RINGKASAN	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
BAB I PENDAHULUAN	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
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN	3
2.1. Sejarah Lapindo Brantas Inc.	3
2.2. Kondisi Geografis	5
2.3. Kondisi Geologi	6
2.3.1. Pendahuluan	6
2.3.2. Setting Regional.....	6
2.3.3. Elemen-Elemen Struktural	7
2.3.4. Kerangka Stratigrafis	8
2.3.4.1. Eocene/Oligocene Awal.....	8
2.3.4.2. Miocene/Oligocene Akhir	9
2.3.4.3. Plio/Pleistocene.....	10

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
BAB III TEORI DASAR WELL KICK	11
3.1. Tekanan	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 Subnormal	13
3.1.2.3. Tekanan Formasi Abnormal	13
3.1.3. Tekanan Rekah Formasi	25
3.2. Tekanan Hidrostatik	28
3.3. Tekanan Hidrodinamik	28
3.4. Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i>	29
3.4.1. Turunnya Tekanan Hidrostatik Lumpur	29
3.4.1.1. Penurunan Berat Jenis Lumpur (<i>Mud Weight</i>) ...	30
3.4.1.2. Penurunan Tinggi Kolom Lumpur	30
3.4.1.2.1. <i>Loss Circulation</i>	30
3.4.1.2.2. Lupa Mengisi Lubang Saat Mencabut Rangkaian	31
3.4.1.2.3. Cabut Kering	31
3.4.1.2.4. Cabut Basah	33
3.4.2. Menembus Formasi Bertekanan Tinggi	34
3.4.3. Efek <i>Swabbing</i> dan <i>Surge</i>	34
3.4.3.1. <i>Clearence</i>	35
3.4.3.1.1. Formasi Garam Atau Formasi Yang Mengembang	35
3.4.3.1.2. <i>Bailing</i>	35
3.4.3.1.3. Kemiringan Sumur dan <i>Doglegs</i>	36
3.4.3.1.4. Panjang BHA	36
3.4.3.1.5. Jumlah Stabilizer	36
3.5. Tanda – Tanda Terjadinya <i>Kick</i>	37
3.5.1. Saat Sedang Dilakukannya Pemboran	37
3.5.1.1. Laju Penembusan Tiba – Tiba Naik	37
3.5.1.2. Volume di Tangki Lumpur Naik	38
3.5.1.3. Temperatur dan Laju Alir Naik di <i>Flow Line</i> Serta Berat Jenis Lumpur Turun	38
3.5.1.4. Tekanan Pompa Turun dengan Debit Naik	39
3.5.1.5. Berat Pahat Bor Turun dan Putaran Naik	39
3.5.1.6. Hadirnya Gelembung – Gelembung Gas Pada Lumpur	39
3.5.1.7. Berat Jenis <i>Shale</i> Relative Turun	40
3.5.1.8. <i>D-Eksponen</i> Relatif Turun	40

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.5.2. Saat Pemboran Sedang Dihentikan	41
3.5.2.1. Aliran Tetap Ada Walaupun Pompa Telah Dihentikan	41
3.5.2.2. Volume Lumpur Di Tangki Lumpur Bertambah	41
3.5.2.3. Tekanan Pompa Untuk Sirkulasi Semakin Turun dengan Bertambahnya Pipa	41
3.5.2.4. Berat Jenis Lumpur Di <i>Flow Line</i> Turun	41
3.6. Penanggulangan <i>Well Kick</i> dan Perhitungannya	42
3.6.1. Sistem BOP	42
3.6.1.1. BOP <i>Stack</i>	43
3.6.1.2. Accumulator	52
3.6.2. Prosedur Menutup Sumur	55
3.6.3. Metode Penanggulangan <i>Well Kick</i>	58
3.6.3.1. Metode <i>Driller</i>	58
3.6.3.2. Metode <i>Engineer (Wait and Weight)</i>	60
3.6.3.3. Metode <i>Concurrent</i>	61
3.6.3.4. Metode <i>Volumetric</i>	63
3.6.4. SIDPP (<i>Shut In Drill Pipe Pressure</i>)	63
3.6.5. SICP (<i>Shut In Casing Pressure</i>)	64
3.6.6. <i>Kill Rates</i> dan <i>Kill Rates Pressure</i>	65
3.6.7. Perhitungan Penanggulangan <i>Well Kick</i>	66
3.6.7.1. Menghitung Volume <i>Drill String</i> dan Total Stroke Pompa	66
3.6.7.2. Menghitung Volume Annulus	70
3.6.7.3. Menghitung Kehilangan Tekanan (<i>Pressure loss</i>)	72
3.6.7.3.1. Kehilangan Tekanan di <i>Surface</i> <i>connection</i>	73
3.6.7.3.2. Kehilangan Tekanan Dalam Pipa dan Annulus	73
3.6.7.3.3. Penentuan Batasan Laminar/Turbulen ..	74
3.6.7.3.4. Aliran Laminar Fluida <i>Power Law</i> di Pipa dan Annulus	76
3.6.7.3.5. Aliran Turbulen Fluida <i>Bingham</i> <i>Plastic</i> di Pipa dan Annulus	77
3.6.7.3.6. Aliran Turbulen Fluida <i>Power Law</i> di Pipa dan Annulus	78
3.6.7.3.7. Kehilangan Tekanan di Bit	78
3.6.7.3. Sirkulasi Untuk Mematikan Sumur	78

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.6.7.4. Menghitung ECD (<i>Equivalent Circulating Density</i>) dan BHCP (<i>Bottom Hole Circulating Pressure</i>)	80
3.6.7.5. Menghitung Jumlah Barite Yang Ditambahkan	81
3.6.7.6. MAWM (<i>Maximum Allowable Mud Weight</i>)	81
3.6.7.7. PMAASP (<i>Maximum Allowable Annular Surface Pressure</i>).....	82
3.6.7.8. Safety Margin After Well Shut-In	82
3.6.7.9. Pressure Drop per”n” Stroke(n=100 Stroke)	82
3.6.7.10. Pressure Adjustment	82
3.6.7.11. Interval Mud Weight.....	82
3.6.7.12. Interval Stroke	83
BAB IV KAJIAN DAN PERHITUNGAN PENANGGULANGAN WELL KICK PADA SUMUR EKSPLORASI “TA-1”	84
4.1. Kajian Terjadinya <i>Well Kick</i> di Sumur LRH	84
4.2. Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Sumur Eksplorasi LRH.....	87
4.2.1. Data Sumur LRH Ketika Terjadi <i>Well Kick</i>	88
4.2.2. Perhitungan Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Sumur LRH	90
4.2.3. Metode <i>Engineer</i> Untuk Penanggulangan <i>Well Kick</i> di Kedalaman 1374 ft	102
BAB V PEMBAHASAN	104
BAB VI KESIMPULAN	107
DAFTAR PUSTAKA	109
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1. Wilayah Kerja Lapindo Brantas Inc.	3
2.2. Peta Lokasi Sumur X.....	5
2.3. Cekungan Jawa Timur.....	5
2.4. Neogene Stratigraphic Framework of East Java.....	8
2.5. Kolom Stratigrafi Blok Brantas.....	9
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	38
3.13. Kedalaman Versus Berat Jenis <i>Shale</i>	40

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Gambar	Halaman
3.14. Sistem BOP	42
3.15. Susunan BOP <i>Stack</i>	43
3.16. <i>Annular Preventer</i>	44
3.17. <i>Pipe Ram</i>	46
3.18. <i>Blind Ram</i>	47
3.19. <i>Shear Ram</i>	48
3.20. <i>Choke Manifold</i> dan <i>Kill Line</i>	49
3.21. <i>HCR Valve</i>	50
3.22. <i>Choke Manifold</i>	51
3.23. Accumulator	53
3.24. Accumulator Pressure Charging System	54
3.25. Skema Kerja Accumulator	55
3.26. Prosedur Menutup Sumur	57
3.27. Prosedur Mengatasi <i>Kick</i> Dengan <i>Driller Method</i>	59
3.28. Prosedur Mengatasi <i>Kick</i> Dengan <i>Wait and Weight Method</i>	60
3.29. Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Annulus, dan Pertambahan Volume Di Pit Gain dengan Metode Engineer	62
4.1. Pf dan Ph (psi) VS Kedalaman (ft).....	79
4.2. Well profile pada Pengeboran Sumur X Ketika Terjadi Kick	83

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
III -1. Tekanan Penutupan <i>Annular Preventer Tipe GL</i>	45
III-2. Tekanan Penutupan <i>Pipe Rams</i>	46
III-3. Tekanan Penutupan <i>Blind Ram</i>	47
III-4. Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe <i>Surface Connection</i> ¹²⁾	73
IV-1. Parameter Pemboran VS Kedalaman Pada Interval 1360 ft – 1380 ft	85
IV-2. Perbandingan New Ph vs Pf Pada Interval 766 ft – 1374 ft Trajek 121/4”Open Hole	86
IV-3. Data Tipe <i>Surface Equipment</i>	93
IV-4. Harga Kontanta E berdasarkan <i>Surface Connection</i>	93

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A. <i>Operation Drilling Report</i>	94
B. <i>Summary of Operation</i>	98
C. <i>Flow Chart</i>	99
D. <i>Grafik Tekanan Drillpipe vs Stroke</i>	100