

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
RINGKASAN	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.1.1. Permasalahan	2
1.1.2. Batasan Masalah	2
1.2. Maksud dan Tujuan	2
1.3. Metodologi.....	2
1.4. Sistematika Penulisan	4
1.5. <i>Flowchart</i> Pekerjaan.....	5
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN	6
2.1. Sejarah Lapindo Brantas Inc.....	6
2.2. Kondisi Geografis dan Geologi	8
2.2.1. Kondisi Geografis.....	8
2.2.2. Kondisi Geologi.....	9
2.2.3. <i>Setting</i> Regional.....	9
2.2.4. Stratigrafis	10
2.2.4.1. Eocen Awal.....	12
2.2.4.2. Oligocen Akhir	13
2.2.4.3. Plistocene.....	13
2.3. Perkiraan Lapisan Prospek	13
2.4. Data Sumur	14
2.4.1. Data Sumur Perencanaan.....	14
2.4.2. Kronologis Terjadinya <i>Well Kick</i>	16
2.4.3. Data Sumur Saat Terjadinya <i>Kick</i>	16
BAB III. TEORI WELL KICK	19
3.1. Tekanan	19
3.1.1. Tekanan <i>Overburden</i>	19
3.1.2. Tekanan Formasi	20
3.1.2.1. Tekanan Formasi Normal	21

	3.1.2.2. Tekanan Formasi Subnormal.....	21
	3.1.2.3. Tekanan Formasi Abnormal.....	22
	3.1.3. Tekanan Rekah Formasi.....	34
	3.2. Tekanan Hidrostatik.....	35
	3.3. Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i>	36
	2.4.2. Kronologis Terjadinya <i>Well Kick</i>	16
	2.4.3. Data Sumur Saat Terjadinya <i>Kick</i>	16
BAB III.	TEORI WELL KICK	19
	3.1. Tekanan.....	19
	3.1.1. Tekanan <i>Overburden</i>	19
	3.1.2. Tekanan Formasi.....	20
	3.1.2.1. Tekanan Formasi Normal.....	21
	3.1.2.2. Tekanan Formasi Subnormal.....	21
	3.1.2.3. Tekanan Formasi Abnormal.....	22
	3.1.3. Tekanan Rekah Formasi.....	34
	3.2. Tekanan Hidrostatik.....	35
	3.3. Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i>	36
	3.3.1. Tekanan Hidrostatik Lumpur Tidak Mampu Mengimbangi Tekanan Formasi.....	37
	3.3.1.1. Menembus Formasi Bertekanan Tinggi	37
	3.3.1.2. Penurunan Densitas Lumpur Pemboran.....	38
	3.3.1.3. Penurunan Tinggi Kolom Lumpur Pemboran.....	38
	3.3.2. Efek <i>Swabbing</i> dan efek <i>surge</i>	40
	3.4. Tanda - Tanda Terjadinya <i>Kick</i>	41
	3.4.1. Saat Sedang Dilakukan Pemboran.....	42
	3.4.1.1. Laju Penembusan Tiba – Tiba Naik (Drilling Break).....	42
	3.4.1.2. Volume Lumpur di <i>Pit</i> Naik.....	43
	3.4.1.3. Temperatur dan Laju di Flow Line Naik.....	43
	3.4.1.4. Tekanan Pompa Turun Sementara Rate Naik.....	44
	3.4.1.5. WOB Naik dan RPM Turun.....	44
	3.4.1.6. Hadirnya Gelembung-gelembung Gas pada Lumpur.....	44
	3.4.1.7. Berat Jenis Shale Relative Turun.....	45
	3.4.1.8. D-Eksposen Relatif Turun.....	45
	3.4.2. Saat Pemboran Sedang Dihentikan.....	46
	3.4.2.1. Aliran Tetap Ada Walaupun Pompa Dihentikan.....	46
	3.4.2.2. Volume Lumpur di Pit Bertambah.....	46
	3.4.2.3. Tekanan Sirkulasi Pada Pompa Semakin Turun dengan Bertambahnya Pipa.....	46
	3.4.2.4. Berat Jenis Lumpur di Flow Line	

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	Halaman
Turun	46
3.5. Penanggulangan Kick dan Perhitunganya	46
3.5.1. Sistem BOP	46
3.5.1.1. BOP <i>Stack</i>	48
3.5.1.2. <i>Accumulator</i>	58
3.5.2. Prosedur Menutup Sumur	59
3.5.3. Metode Penanggulangan <i>Kick</i>	60
3.5.3.1. Metode <i>Engineer</i>	60
3.5.4. Data – data Yang Diperlukan Pada Pehitungan Metode <i>Engineer</i>	63
3.5.4.1. SIDPP (<i>Shut In Drill Pipe Pressure</i>)	63
3.5.4.2. SICP (<i>Shut In Casing Pressure</i>).....	64
3.5.4.3. <i>Kill Rates Pressure</i>	64
3.5.5. Perhitungan yang Diperlukan Untuk Menanggulangi <i>Kick</i>	65
3.5.5.1. Menghitung Densitas Lumpur Baru.....	65
3.5.5.2. Menghitung ECD (Equivalent Circulating Density) dan BHCP (Bottom hole circulating Pressure).....	66
3.5.5.3. MAMW (<i>Maximum Allowable Mud Weight</i>)	66
3.5.5.4. MAASP (Max Allowable Annular Surface Pressure).....	67
3.5.5.5. <i>Safety Margin</i>	67
3.5.5.6. Penentuan Jenis Fluida <i>Influx</i>	67
3.5.5.7. Menghitung Total Volume Lubang Bor	68
3.5.5.8. Menghitung jumlah Stroke dan Lama Waktu Pemompaan.....	72
3.5.5.9. Menghitung Jumlah Barite yang Ditambahkan	73
3.5.5.10. Sirkulasi Untuk Mematikan Sumur.....	74
3.5.5.11. Pressure Drop/100 Stroke	75
BAB IV. ANALISIS DAN PERHITUNGAN PENANGGULANGAN KICK PADA SUMUR EKSPLORASI “AFP”	76
4.1. Analisia Tanda – Tanda Terjadinya Well Kick pada Sumur Eksplorasi “AFP”	76
4.2. Evaluasi Penanggulangan Kick di Sumur “AFP”	79

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
4.2.1. Data Sumur “AFP” Ketika Terjadi <i>Well Kick</i> ...	80
4.3. Perhitungan Penanggulangan Well kick di Sumur “AFP”	82
4.3.1. Analisa Tanda dan Penyebab Terjadinya <i>Well Kick</i>	82
4.3.1.1 Perhitungan D-Exponent	82
4.3.2. Menghitung Tekanan Formasi dan Densitas Lumpur Baru.....	83
4.3.3. Penentuan Total Volume Lubang Bor dan Jumlah <i>Sack Barite</i>	85
4.3.4. Menghitung Strokes Pompa dan Waktu yang Dibutuhkan Untuk Menanggulangi Well Kick..	87
4.3.5. Menghitung Tekanan yang Diperlukan Untuk Sirkulasi Serta Penurunan Tekanan Pada Drill Pipe Selama Operasi Killing Well	89
BAB V. PEMBAHASAN	92
BAB VI. KESIMPULAN	96
DAFTAR PUSTAKA	97
LAMPIRAN	98

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. Flowchart Evaluasi penanggulangan well kick pada Pada sumur “AFP” di lapangan “LPD”	5
Gambar 2.1. Peta Lokasi Wilayah Kerja Lapindo Brantas Inc	6
Gambar 2.2. Peta Lokasi Lapangan “LPD”	8
Gambar 2.3. Cekungan Jawa Timur	9
Gambar 2.4. <i>Stratigraphy of Brantas Block</i>	10
Gambar 2.5. <i>Neogene Stratigraphic Framework of East Java</i>	12
Gambar 2.6. Profil Perencanaan Pemboran Sumur “AFP”	15
Gambar 2.7. <i>Drillstring</i> Pada Pengeboran Sumur “AFP” ketika terjadi kick	19
Gambar 3.1. Tekanan Abnormal Akibat Proses Kompaksi	22
Gambar 3.2. Tekanan Abnormal Akibat Fault	23
Gambar 3.3. Tekanan Abnormal Akibat Kubah Garam.....	24
Gambar 3.4. Tekanan Abnormal Akibat Massive Shale	25
Gambar 3.5. Tekanan Abnormal Akibat Charged Zone	26
Gambar 3.6. Tekanan Abnormal Akibat Antiklin.....	26
Gambar 3.7. Tekanan Abnormal Akibat Lensa – lensa Pasir	27
Gambar 3.8. Perbandingan Antara d-eksponen dan dcs Sewaktu Melewati Zona Transisi Bertekanan Tinggi dengan Berat Lumpur yang Telah Diubah	32
Gambar 3.9. Grafik Leak Off Test	35
Gambar 3.10. Well Kick Akibat Loss Circulation	39
Gambar 3.11. Well Kick Akibat Adanya Swabbing	41
Gambar 3.12. Kedalaman VS Temperatur	43
Gambar 3.13. Kedalaman VS Berat Jenis Shale	45
Gambar 3.14. Sistem BOP	48
Gambar 3.15. <i>BOP Stack</i>	49
Gambar 3.16. <i>Annular Preventer</i>	50
Gambar 3.17. <i>Diverter System</i>	51
Gambar 3.18. <i>Pipe Ram</i>	52
Gambar 3.19. <i>Blind Ram</i>	53
Gambar 3.20. <i>Shears Ram</i>	54
Gambar 3.21. <i>Variable Bore Ram</i>	55
Gambar 3.22. <i>Kill Line dan Choke Line</i>	56
Gambar 3.23. <i>HCR Valve</i>	57
Gambar 3.24. <i>Choke Manifold</i>	58
Gambar 3.25. <i>Accumulator</i>	59
Gambar 3.26. Prosedur Mengatasi <i>Kick</i> Dengan Metode <i>Engineer</i>	62
Gambar 4.1. <i>D-exponent</i> vs Kedalaman saat Terjadi <i>Kick</i>	78

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

	Halaman
Gambar 4.2. Tekanan Formasi (psi), Tekanan Hidrostatik (psi), Kedalaman (ft)	79
Gambar 4.3. Profil Sumur pada Pengeboran Sumur Eksplorasi “AFP” Ketika Terjadi <i>Well kick</i>	82

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II-1. Kronologi Penanggulangan <i>Well Kick</i> pada Sumur “AFP” di Lapangan “LPD”	15
Tabel III-1. Tekanan Penutupan <i>Annular Preventer</i> Tipe GL.....	50
Tabel III-2. Tekanan Penutupan <i>Pipe Rams</i>	52
Tabel III-3. Tekanan Penutupan <i>Blind Ram</i>	53
Tabel III-4. Tekanan Penutupan <i>Variable Bore Ram</i>	55
Tabel IV-1. Parameter Pemboran Versus Kedalaman Pada Interval 1360 ft – 1380 ft Tajek 8 ½” <i>Open Hole</i>	77
Tabel IV-2. Tabel Penurunan Tekanan <i>Drill Pipe Versus</i> Jumlah Strokes Pada Saat Sirkulasi <i>Killing Well</i> Dengan Metode <i>Engineer</i> Sumur Eksplorasi “AFP”	91

