

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
KATA PENGANTAR	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
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. Letak Geografis Lapangan	3
2.3. Perkiraan Stratigrafi	3
2.2.1 Formasi Batuan Dasar	4
2.2.2. Formasi Lahat	5
2.2.3. Formasi Talang Akar	5
2.2.4. Formasi Batu Raja	6
2.2.5. Formasi Gumai	6

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
2.2.6. Formasi Air Benakat	7
2.2.7. Formasi Muara Enim	7
2.2.8. Formasi Kasai	8
BAB III TEORI DASAR WELL KICK	9
3.1. Tekanan Yang Bekerja Pada Formasi	9
3.1.1. Tekanan Overburden	9
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>	33
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>	35
3.4.1. Saat Sedang Dilakukannya Pemboran	36
3.4.1.1. Laju Penembusan Tiba – Tiba Naik	36

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
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	37
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	39
3.4.1.8. <i>D-Eksponen</i> Relatif Turun	39
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. Menghitung Kehilangan Tekanan	68
3.5.7.4. Sirkulasi Untuk Mematikan Sumur	74
3.5.7.5. Menghitung ECD (<i>Equivalent Circulating Density</i>) dan BHCP (<i>Bottom Hole Circulating</i>)	

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
<i>Pressure</i>)	75
3.5.7.6. Menghitung Jumlah Barite Yang Ditambahkan	77
3.5.7.7. MAASP	77
3.5.7.8. <i>Pressure Drop</i> per “n” <i>Stroke</i> (n= 100 <i>Stroke</i>)	77
3.5.7.9. Waktu Sirkulasi Penanggulangan Well Kick	78
3.5.7.10. Interval Waktu Pengontrolan (Δt)	78
BAB IV ANALISA DAN PERHITUNGAN	
PENANGGULANGAN WELL KICK PADA	
SUMUR “BTJ-209”	80
4.1. Analisa Terjadinya <i>Kick</i> di Sumur BTJ-209	80
4.2. Penanggulangan <i>Kick</i> di Sumur BTJ-209	82
4.2.1. Data Sumur BTJ-209 Ketika Terjadi <i>Kick</i>	82
4.2.2. Perhitungan Jumlah Strokes Untuk Membunuh <i>Kick</i>	93
4.2.3. Perhitungan Untuk Menanggulangi <i>Kick</i> Pada Kedalaman 808,5 ft	94
4.2.4. Metode <i>Driller</i> Untuk Penanggulangan <i>Kick</i> di Kedalaman 808,5 ft.....	97
BAB V PEMBAHASAN	100
BAB VI KESIMPULAN.....	103
DAFTAR PUSTAKA	104
LAMPIRAN.....	105

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1. Lokasi Daerah Di Betung Jambi.....	3
2.2. Kolom Statigrafi	4
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	38
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

**DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)**

Gambar	Halaman
3.17. <i>Blind Ram</i>	45
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 dan Kill Line</i>	48
3.23. <i>Prosedur Menutup Sumur</i>	50
3.24. <i>Prosedur Mengatasi Kick Dengan Driller Method</i>	52
3.25. <i>Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Pertambahan Volume di Pit Gain dengan Metode Driller</i>	53
3.26. <i>Prosedur Mengatasi Kick Dengan Engineer Method</i>	54
3.27. <i>Kelakuan Tekanan Drill Pipe, Tekanan Casing dan Tekanan Annulus, dan Pertambahan Volume Di Pit Gain dengan Metode Engineer</i>	55
3.28. <i>Tekanan Drillstring Untuk Metode Concurrent</i>	56
3.29. <i>Tekanan Drill Pipe Untuk Metode Concurrent</i>	58
4.1. <i>Pf (psi), Ph (psi), Phd (psi), Prf (psi) vs Kedalaman (ft)</i>	81
4.2. <i>Drillstring Pada Pengeboran BTJ-209 Ketika Terjadi Kick</i>	82

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
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
III-4. Harga Konstanta E Berdasarkan Tipe <i>Surface Connection</i>	69
IV-1. Parameter Pemboran Versus Kedalaman Pada Interval 775,5 ft – 808,5 ft	81