

**PERENCANAAN *DRILLING PROGNOSIS* SUMUR “AR-5” LAPANGAN
“AR” PADA ASPEK *CASING DESIGN, CEMENTING JOB, DRILLING
BIT, DAN DRILLING FLUID***

SKRIPSI



**DISUSUN OLEH :
AULIA RASHID
113150018**

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2021**

**PERENCANAAN *DRILLING PROGNOSIS* SUMUR “AR-5” LAPANGAN
“AR” PADA ASPEK *CASING DESIGN, CEMENTING JOB, DRILLING
BIT, DAN DRILLING FLUID***

SKRIPSI

Diajukan guna memenuhi syarat untuk memperoleh
gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Disusun Oleh :
AULIA RASHID
113150018

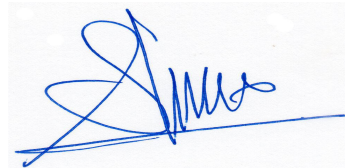
*Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta*

Pembimbing I



Dr. Ir. H. KRT Nur Suhascaryo, MT.

Pembimbing II



Ir. P. Subiatmono, MT.

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Dengan ini saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi skripsi ini adalah hasil karya ilmiah saya dan saya menyatakan pula bahwa dalam proses penyusunan, konsultasi dengan para dosen pembimbing hingga penyelesaian skripsi ini, saya tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain, baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan disini bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skripsi saya ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka hal ini sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya dan sama sekali diluar tanggung jawab para dosen pembimbing saya. Untuk itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan menerima segala konsekuensi termasuk pembatalan atau pencabutan gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas atau Rektor Universitas Pembangunan Nasional“Veteran” Yogyakarta.

Yogyakarta, 19 September 2020

Yang menyatakan,



Aulia Rashid

NIM. 113150018

No.Telepon/HP : 081228446297

Alamat E-mail : auliarasdhiai@gmail.com

HALAMAN PERSEMBAHAN

Tulisan ini dipersembahkan untuk :

1. Allah SWT yang telah memberikan nikmat kesehatan, kesempatan dan akal pikiran untuk menyelesaikan skripsi ini.
2. Nabi Muhammad saw, yang telah berusaha dan berjuan memperbaiki tingkah laku manusia.
3. Kedua orang tua saya beserta kakak dan adik - adik, atas dukungannya yang tak ternilai baik dari segi materi maupun non materi.
4. Untuk sahabat layaknya saudara, yang bertemu dan dipertemukan pada masa - masa sebelum dan saat penyusunan skripsi ini
5. Teman - teman Red Hawk (Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta angkatan 2015) yang menjalani hal yang sama namun pada waktu yang berbeda, semoga usaha masing – masing kita terbayar nantinya.
6. Pihak – pihak lainnya, yang telah memberikan dukungan ataupun bantuan, baik disengaja ataupun tidak disengaja.

Terima Kasih



Aulia Rashid

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kehadiran Allah SWT, atas rahmatNya sehingga penulis mampu menyelesaikan Skripsi yang berjudul “PERENCANAAN *DRILLING PROGNOSIS* SUMUR “AR-5” LAPANGAN “AR” PADA ASPEK *CASING DESIGN, CEMENTING JOB, DRILLING BIT, DAN DRILLING FLUID*” untuk memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar sarjana teknik.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan baik secara moril maupun materiil, sehingga penyusunan Skripsi ini dapat terselesaikan, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Mohammad Irhas Effendi., M.S. selaku Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi ST., M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
4. Ir. P. Subiatmono, M.T. dan PSME UPN “Veteran” Yogyakarta, yang telah memberikan kesempatan untuk menganalisa data dan mengerjakan tugas akhir ini.
5. Kedua orang tua dan keluarga yang selalu mendukung, mendoakan, dan memberikan pengertian kepada penulis.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan ini masih terdapat banyak kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun.

Yogyakarta, September 2020



Aulia Rashid

RINGKASAN

Pengadaan sebuah sumur *infill* selalu dimulai dari tahapan perencanaan dan perancangan *drilling prognosis* sumur tersebut. Perencanaan *drilling prognosis* bertujuan untuk tercapainya target proses pengeboran yang masih dinilai aman dari segi teknis, dan masih ekonomis. Perancangan *Drilling Prognosis* sumur *infill* “AR-5” mengacu kepada *offset well* “Existing-2” pada lapangan “AR” yang terletak sekitar 4 kilometer arah Barat Daya dari titik pemboran sumur “AR-5”. Sumur “AR-5” memiliki target kedalaman pada 6435.35 ft, lebih rendah daripada kedalaman sumur “Existing-2” (6827.43ft), namun masih pada target lapisan yang sama yaitu pada lapisan Metamorf (*Pre-tertiary*).

Perencanaan pengeboran sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan melakukan perancangan *casing design*, *cementing job*, analisa *cost per foot* pada *drilling bit*, dan *drilling mud*. *Drilling prognosis* membutuhkan data-data yang umumnya sudah dianalisa dalam pengeboran sumur yang sudah terdapat pada lapangan tersebut. Perencanaan *casing design* dilakukan dengan menentukan *setting depth casing* berdasarkan data *pore pressure fracture gradient* serta perhitungan metode grafis beban tekanan yang bekerja pada *casing*. Perencanaan *cementing job* meliputi perhitungan volume & komposisi semen. Pemilihan *drilling bit* dilakukan dengan analisa *cost per foot* berdasarkan data pengeboran sebelumnya, sehingga terpilihnya *drill bit* yang mampu bekerja secara optimal namun ekonomis. Perencanaan *drilling mud* dilakukan dengan melaksanakan proses evaluasi *mud weight* berdasarkan nilai *pore pressure fracture gradient* pada area pengeboran sumur *infill* “AR-5”.

Berdasarkan proses analisa dan evaluasi, terdapat beberapa perbedaan pada *Drilling Prognosis* sumur “AR-5” dengan *offset well* “existing-2”. Pada aspek *casing design* terdapat perbedaan pada *setting depth casing* untuk setiap trayek dan perubahan pada detail *casing* (*pounder*, jumlah *joints*, *casing grade*), sementara untuk ukuran lubang bor (20”, 17.5”, 12.25”, 8.5”) dan ukuran diameter *casing* (20”, 13 ³/₈”, 9 ⁵/₈”, 7”) masih bernilai sama. Pada aspek *cementing* terdapat perbedaan yang mendasar yaitu volume *cement slurry* yang dibutuhkan untuk setiap trayek, sementara komposisi (*G class cement* & jenis aditif) dan persentase penyusunannya masih sama. Pada aspek *drilling mud* terdapat perbedaan pada nilai *mud weight* masing-masing trayek pemboran, sementara untuk jenis lumpur yang digunakan (*Native Clay Mud* & *KCl Polyplus*) masih sama dengan sumur acuan dikarenakan tidak terdapatnya permasalahan pemboran yang fatal. Pada aspek *drill bit* dijelaskan bahwa 3 jenis *drill bit* yang akan digunakan untuk pemboran sumur “AR-5” merupakan jenis *bit* yang sama dengan yang digunakan pada sumur “Existing-2”, namun terdapat perbedaan dimana untuk pemboran “AR-5” tidak direncanakan menggunakan selain 3 jenis *bit* tersebut dengan alasan tidak ekonomis. Jenis *bit* pada *offset well* “Existing-2” yang dimaksud adalah *bit* 17.5” SEC tipe SS44G dengan IADC 1-3-5, *bit* 12.25” SEC tipe MM44NG dengan IADC 2-1-4, dan *bit* PDC tipe FM2545 dengan IADC 2-5-4.

Kata Kunci : *Drilling Prognosis, Casing, Cementing, Drill Bit.*

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR TABEL	xvi
DAFTAR LAMPIRAN	xvii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	1
1.3. Maksud & Tujuan	2
1.4. Metodologi	2
1.5. Sistematika Penulisan.....	5
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN	6
2.1. Letak Geografis Lapangan “AR”	6
2.2. Kondisi Geologi Lapangan “AR”	7
2.2.1. Geologi Regional Lapangan “AR”	7
2.2.2. Stratigrafi Lapangan “AR”	10
2.2.3. Struktur Geologi Lapangan “AR”	13
2.3. <i>Petroleum System</i> Lapangan “AR”	15
2.3.1. Batuan Induk/ <i>Source Rock</i>	16
2.3.2. Batuan Reservoir/ <i>Reservoir Rock</i>	16
2.3.3. Perangkap <i>Petroleum/Trap</i>	16
2.3.4. Batuan Penutup/ <i>Cap Rock/Seal Rock</i>	17

2.3.5. Migrasi/ <i>Migration</i>	17
2.4. Data Perencanaan Sumur “AR-5” Lapangan “AR”	17
BAB III. DASAR TEORI	19
3.1. Casing Design.....	19
3.1.1. Klasifikasi <i>Casing</i>	19
3.1.1.1. <i>Conductor Casing</i>	20
3.1.1.2. <i>Surface Casing</i>	20
3.1.1.3. <i>Intermediate Casing</i>	21
3.1.1.4. <i>Production Casing</i>	21
3.1.1.5. <i>Liner</i>	22
3.1.2. Fungsi <i>Casing</i>	22
3.1.3. Faktor-Faktor yang Mempengaruhi <i>Casing Design</i>	24
3.1.3.1. Tekanan Formasi.....	24
3.1.3.2. Tekanan Hidrostatik.....	27
3.1.3.3. Tekanan Rekah Formasi.....	27
3.1.3.4. Pembebanan pada <i>Casing</i>	27
3.1.3.4.1. Beban Tekanan	29
3.1.3.4.1.1. <i>Internal Pressure</i>	29
3.1.3.4.1.2. <i>External Pressure</i>	31
3.1.3.4.2. Beban Berat <i>Casing</i>	32
3.1.3.4.3. <i>Biaxial Load</i>	36
3.1.5. Penentuan <i>Casing Setting Depth</i>	38
3.1.5.1. Kriteria Perencanaan <i>Casing Setting Depth</i>	38
3.1.5.2. Langkah-Langkah Penentuan <i>Casing Setting Depth</i>	39
3.1.5.2.1. <i>Conductor Casing</i>	40
3.1.5.2.2. <i>Surface Casing</i>	40
3.1.5.2.3. <i>Intermediate Casing</i>	41
3.1.5.2.4. <i>Production Casing</i>	41
3.1.5.2.5. <i>Liner</i>	42

3.1.6. <i>Hole Geometry</i>	44
3.1.6.1. Pendekatan <i>Top to Bottom</i>	45
3.1.6.2. Pemilihan Ukuran <i>Flow String</i>	45
3.1.6.3. Perencanaan Dalam Mengatasi Masalah.....	46
3.1.6.4. Pemilihan Ukuran <i>Casing dan Bit</i>	46
3.1.7. Spesifikasi <i>Casing dan Kekuatan Casing</i>	47
3.1.7.1. Diameter	48
3.1.7.2. Berat <i>Casing</i>	48
3.1.7.3. <i>Grade</i>	49
3.1.7.4. <i>Range Length</i>	50
3.1.7.5. Tipe Sambungan.....	51
3.1.7.5.1. RTC (<i>Round Thread Coupling</i>)	52
3.1.7.5.2. BTC (<i>Buttress Thread Coupling</i>).....	52
3.1.7.5.3. <i>Extreme-Line Thread Coupling</i>	53
3.1.7.6. <i>Internal Yield Pressure</i>	54
3.1.7.7. <i>Maximum Collapse Resistance</i>	54
3.1.7.8. <i>Joint Strength</i>	54
3.1.7.9. <i>Safety Factor</i>	54
3.1.8. Pemilihan <i>Casing</i>	55
3.1.8.1. Pemilihan <i>Casing</i> Dibawah <i>Critical Point</i>	56
3.1.8.2. Pemilihan <i>Casing</i> Diatas <i>Critical Point</i>	57
3.2. <i>Cementing</i>	57
3.2.1. Fungsi <i>Cementing</i>	57
3.2.2. Klasifikasi Bubuk Semen.....	57
3.2.3. Parameter Semen <i>Slurry</i>	61
3.2.3.1. Densitas.....	61
3.2.3.2. Rheologi Semen Pemboran.....	62
3.2.3.3. <i>Thickening Time</i>	63
3.2.3.4. <i>Free Water</i>	63
3.2.3.5. <i>Filtration Loss</i>	64
3.2.3.6. <i>Compressive Strength</i>	64

3.2.4. Aditif yang Digunakan pada Bubuk Semen.....	65
3.2.4.1. <i>Accelerator</i>	65
3.2.4.2. <i>Retarder</i>	66
3.2.4.3. <i>Extender</i>	66
3.2.4.4. <i>Weighting Agents</i>	67
3.2.4.5. <i>Dispersant</i>	68
3.2.4.6. <i>Fluid Loss Control Agents</i>	69
3.2.4.7. <i>Lost Circulation Control Agents</i>	69
3.2.4.8. <i>Special Additives</i>	69
3.2.5. Penentuan Volume Semen	72
3.3. <i>Drill Bit</i>	73
3.3.1. Jenis <i>Drill Bit</i>	73
3.3.1.1. <i>Drag Bit</i>	73
3.3.1.2. <i>Rolling Cutter Bit</i>	75
3.3.1.2.1. Klasifikasi <i>Rolling Cutter Bit</i> Berdasarkan Bentuk Gigi	77
3.3.1.2.2. Klasifikasi <i>Rolling Cutter Bit</i> Berdasarkan IADC (<i>International</i> <i>Association of Drilling Contractor</i>)	79
3.3.1.3. <i>Polycrystalin Diamond Compact (PDC) Bit</i>	82
3.3.1.4. <i>Diamond Bit</i>	83
3.3.2. Metode <i>Cost per Foot</i>	83
3.4. Lumpur Pemboran	84
3.4.1. Fungsi Lumpur Pemboran.....	85
3.4.2. Komponen Lumpur Pemboran.....	85
3.4.2.1. Komponen Cair	85
3.4.2.1.1. Air.....	86
3.4.2.1.2. Emulsi.....	86
3.4.2.1.3. Minyak.....	86
3.4.2.2. Komponen Padatan.....	87
3.4.2.2.1. <i>Inert Solid</i>	87

3.4.2.2.2. <i>Reactive Solid</i>	88
3.4.3. Jenis Lumpur Pemboran	88
3.4.3.1. <i>Fresh Water Base Mud</i>	88
3.4.3.2. <i>Salt Water Mud</i>	88
3.4.3.3. <i>Calcium Treated Mud</i>	89
3.4.3.4. <i>Lignosulfonate Mud</i>	89
3.4.3.5. <i>Oil Emulsion Mud</i>	90
3.4.3.6. <i>Oil Base Mud</i>	90
3.4.4. Sifat Fisik Lumpur Pemboran	90
3.4.4.1. Densitas	90
3.4.4.2. <i>Viscosity dan Gel Strength</i>	91
3.4.4.3. Filtrasi dan <i>Muud Cake</i>	91
3.4.4.4. Derajat Keasaman (pH)	92
3.4.5. <i>Additive Lumpur</i>	93
3.4.5.1. Material Pemberat	93
3.4.5.2. Pengental	94
3.4.5.3. Pengencer	94
3.4.5.4. <i>Filtration Loss Control Agent</i>	95
3.4.5.5. <i>Loss Circulation Material</i>	95
3.4.6. Jenis Tekanan Bawah Permukaan.....	96
3.4.6.1. Tekanan Hidrostatik.....	96
3.4.6.2. Tekanan <i>Overburden</i>	97
3.4.6.3. Tekanan Rekah Formasi	97
3.4.6.4. Tekanan Formasi	98
3.4.7. <i>Mud Window Concept</i>	99
BAB IV. PERHITUNGAN DAN ANALISA UNTUK PERENCANAAN	
<i>DRILLING PROGNOSIS SUMUR “AR-4”</i>	101
4.1. Data-Data Sumur	101
4.1.1. <i>Geological Prognosis</i>	101
4.1.2. Data Bawah Permukaan	102
4.2. <i>Casing Design</i>	103

4.2.1. Data <i>Casing Design</i> Sumur <i>Existing</i>	103
4.2.2. Perencanaan <i>Casing Setting Depth</i> Sumur “AR-5”	104
4.2.2.1. <i>Drive Pipe</i>	105
4.2.2.2. <i>Surface Casing</i>	105
4.2.2.3.. <i>Intermediate Casing</i>	106
4.2.2.4. <i>Liner</i>	107
4.2.3. Penentuan <i>Hole Geometry</i>	108
4.2.4. Perencanaan <i>Casing Design</i> Sumur “AR-5”	110
4.2.4.1. <i>Casing 13-3/8”</i>	110
4.2.4.1.1. <i>Burst Load</i>	110
4.2.4.1.2. <i>Collapse Load</i>	111
4.2.4.1.3. <i>Tension Load</i>	113
4.2.4.1.4. <i>Biaxial Load</i>	113
4.2.4.1.5. <i>Safety Factor</i>	114
4.2.4.2. <i>Casing 9-5/8”</i>	114
4.2.4.2.1. <i>Burst Load</i>	114
4.2.4.2.2. <i>Collapse Load</i>	115
4.2.4.2.3. <i>Tension Load Setiap Section</i>	117
4.2.4.2.4. <i>Biaxial Load Setiap Section</i>	118
4.2.4.2.5. <i>Safety Factor Setiap Section</i>	119
4.2.4.3. <i>Liner 7”</i>	120
4.2.4.3.1. <i>Burst Load</i>	120
4.2.4.3.2. <i>Collapse Load</i>	121
4.2.4.3.3. <i>Tension Load</i>	122
4.2.4.3.4. <i>Biaxial Load</i>	123
4.2.4.3.5. <i>Safety Factor</i>	123
4.3. <i>Cementing</i>	124
4.3.1. Data <i>Cementing</i> Sumur <i>Existing</i> Lapangan “AR”	124
4.3.2. Perencanaan <i>Cementing</i> Sumur “AR-5”	124
4.3.2.1. Perencanaan <i>Cementing</i> pada <i>Surface Casing</i>	125

4.3.2.2.. Perencanaan <i>Cementing</i> pada <i>Intermediate Casing</i>	127
4.3.2.3. Perencanaan <i>Cementing</i> pada <i>Liner</i>	129
4.4. <i>Drill Bit</i>	132
4.4.1. <i>Bit Record</i> Sumur <i>Existing</i>	132
4.4.2. Analisa <i>Drill Bit</i> Menggunakan Metode <i>Cost Per Foot</i> ..	132
4.4.2.2. <i>Cost Per Foot</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	133
4.4.3. Perencanaan <i>Drill Bit</i> Sumur “AR-5”	135
4.5. Lumpur Pemboran.....	135
4.5.1. Data Lumpur Pemboran Sumur <i>Existing</i>	135
4.5.2. Perencanaan Lumpur Pemboran Sumur “AR-5”	135
4.6. Perencanaan <i>Drilling Prognosis</i> Sumur “AR-5”	139
BAB V. PEMBAHASAN	140
BAB VI. KESIMPULAN	145
DAFTAR PUSTAKA	146
NOMENKLATUR	148
LAMPIRAN	152

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. <i>Flowchart</i> Metodologi.....	4
Gambar 2.1. Peta Lokasi Lapangan “AR” di Cekungan Sumatra Selatan	6
Gambar 2.2. Lokasi Lapangan “AR” Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan	7
Gambar 2.3. Pembagian Cekungan Sumatra Selatan	8
Gambar 2.4. <i>South Sumatra General Stratigraphic Coloumn</i>	11
Gambar 2.5. Perkembangan Struktur Geologi Dan Tektonik Beserta Proses Pengendapannya dari Pre-Tersier hingga Plio-Pleistosen.....	15
Gambar 2.6 <i>Petroleum System</i> Lapangan “AR”.....	15
Gambar 3.1. Klasifikasi <i>Casing</i>	20
Gambar 3.2. Pembelokan Pada <i>Drill String</i>	22
Gambar 3.3. Isolasi 2 Zona Menggunakan <i>Casing & Packer</i>	24
Gambar 3.4. <i>Internal Pressure</i>	30
Gambar 3.5. <i>External Pressure</i>	31
Gambar 3.6. Analisa <i>Biaxial Stress</i>	38
Gambar 3.7. <i>Casing Setting Depth</i>	43
Gambar 3.8. Tiga Kombinasi Ukuran Lubang Bor	45
Gambar 3.9. Pemilihan Ukuran <i>Bit & Casing</i>	47
Gambar 3.10. Kekuatan <i>Casing</i> Berdasarkan <i>API Grade</i>	50
Gambar 3.11. Standart API Panjang <i>Casing</i>	51
Gambar 3.12. Tipe Sambungan <i>Casing</i>	51
Gambar 3.13. <i>Thread Coupling (RTC)</i>	52
Gambar 3.14. <i>Buttress Thread Coupling (BTC)</i>	53
Gambar 3.15. <i>Extreme-Line Thread Coupling</i>	53
Gambar 3.16. Pemilihan <i>Caisng</i> Berdasarkan <i>Burst & Collapse</i>	56
Gambar 3.17. 4 Komponen Semen Portland.....	59
Gambar 3.18. <i>Drag Bit</i>	74

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

	Halaman
Gambar 3.19. Bentuk <i>Offset</i> Dari <i>Bit</i>	75
Gambar 3.20. Bentuk <i>Non-Offset</i> Dari Poros <i>Bit</i>	76
Gambar 3.21. <i>Milled Tooth Bit</i>	78
Gambar 3.22. <i>Insert Bit (Tungsten Carbide)</i>	79
Gambar 3.23. <i>Diamond Bit</i>	83
Gambar 4.2. <i>Pore Pressure Fracture Gradient</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	102
Gambar 4.3 Konstruksi Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	103
Gambar 4.4. Grafik <i>Re-Design Casing Setting Depth</i>	104
Gambar 4.5. <i>Drive Pipe Casing</i> pada Sumur “ <i>AR-5</i> ”.....	105
Gambar 4.6. <i>Surface Casing</i> Sumur “ <i>AR-5</i> ”	106
Gambar 4.7. <i>Intermediate Casing</i> Sumur “ <i>AR-5</i> ”	106
Gambar 4.8. <i>Liner</i> Sumur “ <i>AR-5</i> ”	107
Gambar 4.9. Pemilihan Ukuran <i>Bit & Casing</i>	108
Gambar 4.10. Konstruksi Sumur “ <i>AR-5</i> ”	109
Gambar 4.11. Beban Dan Kekuatan <i>Casing 13-3/8</i> ”	112
Gambar 4.12. Beban Dan Kekuatan <i>Casing 9-5/8</i> ”	116
Gambar 4.13. Beban Dan Kekuatan <i>Liner 7</i> ”.....	122
Gambar 4.13. Grafik <i>Cost Per Foot</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”.....	134
Gambar 4.14. Grafik <i>Cost Per Foot</i> Sumur Lapangan “ <i>AR</i> ”.....	135
Gambar 4.15. Grafik <i>Pore Pressure Fracture Gradient & Mud Weight</i> Sumur <i>Existing-2</i>	136
Gambar 4.16. Evaluasi <i>Mud Weight</i> Sumur “ <i>AR-5</i> ” Berdasarkan <i>Pore Pressure</i> <i>Fracture Gradient</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	137
Gambar 4.17. <i>Drilling Prognosis</i> Sumur “ <i>AR-5</i> ”	139

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel III-1. Kedalaman <i>Casing</i> oleh SWB USA.....	41
Tabel III-2. <i>API Manufacturing Tolerance Outer Diameter</i>	48
Tabel III-3. <i>API Manufacturing Tolerance Drift Diameter</i>	48
Tabel III-4. Rekomendasi <i>Safety Factor</i>	55
Tabel III-5. Efek Aditif Terhadap Sifat Semen	71
Tabel III-6. Klasifikasi IADC <i>Rolling Cutter Bit</i> Untuk 4 Pabrik.....	81
Tabel IV-1 <i>Casing Design</i> Sumur <i>Existing</i>	103
Tabel IV-2 Pemilihan <i>Casing</i> 13 3/8”	112
Tabel IV-3 Pemilihan <i>Casing</i> 9 5/8”	117
Tabel IV-4 Pemilihan <i>Casing</i> 7”	122
Tabel IV-5 Perencanaan <i>Casing Design</i> “AR-5”	124
Tabel IV-6 Data <i>Cementing</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	124
Tabel IV-7 Data <i>Cementing</i> Sumur “AR-5”	125
Tabel IV-8 Perencanaan Semen pada Trayek <i>Surface</i> Sumur “AR-5”	127
Tabel IV-9 Komposisi Semen pada Trayek <i>Intermediate</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	129
Tabel IV-10 Perencanaan Semen pada Trayek <i>Intermediate</i> Sumur “AR-5” .	129
Tabel IV-11 Komposisi Semen pada Trayek <i>Liner</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	131
Tabel IV-12 Perencanaan Semen pada Trayek <i>Liner</i> Sumur “AR-5”	132
Tabel IV-13 Bit Record Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	132
Tabel IV-14 Hasil Perhitungan Cost Per Foot Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	133
Tabel IV-15 Data Lumpur Pemboran Sumur <i>Existing</i> Lapangan “AR”	135
Tabel IV-16 Perencanaan <i>Mud Weight</i> Baru Untuk Sumur “AR-5”	138
Tabel IV-17 Perencanaan Lumpur Pemboran untuk sumur “AR-5”	138

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
LAMPIRAN A.....	152
Penampang Vertikal Lapangan AR, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan.....	153
Lokasi Lapangan AR, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan.....	153
Formasi Pada Trayek Pengeboran Sumur “AR – 5”	154
Formasi Pada Trayek Pengeboran Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	154
 LAMPIRAN B.....	 155
Komposisi Semen Sumur “AR – 5” Trayek <i>Surface</i>	156
Komposisi Semen Sumur “AR – 5” Trayek <i>Intermediate</i>	156
Komposisi Semen Sumur “AR – 5” Trayek <i>Liner</i>	157
Densitas & Volume <i>Cement Slurry</i> Sumur “AR – 5”	157
 LAMPIRAN C.....	 158
<i>Bit Record</i> Sumur “ <i>Existing-2</i> ”	159

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan “AR” merupakan sebuah lapangan yang terletak pada cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada provinsi Jambi di pulau Sumatera. Lapangan “AR” sendiri merupakan lapangan gas yang sudah diproduksi melalui sumur “*Existing-2*” dengan lapisan produktif batuan metamorf dan batuan metasedimen pada *Pre-Tertiary Basement*. Dalam upaya mempertahankan ataupun meningkatkan daya produksi suatu lapangan, dapat dilakukan *Infill Drilling*. *Infill Drilling* merupakan metode yang dilaksanakan dengan cara menambahkan beberapa sumur produksi pada satu lapangan yang sama, sehingga jarak antar sumur yang memproduksi lapangan tersebut semakin berdekatan, serta memperluas area cakupan produksi pada lapangan tersebut.

Pada lapangan “AR” akan dilakukan penambahan sumur *Infill* untuk memngoptimalkan laju produksi gas pada lapangan tersebut. Salah satu sumur *Infill* yang akan dibuat pada lapangan “AR” merupakan sumur “AR-5”. Dalam melakukan penambahan sumur *Infill* ini diperlukan beberapa pertimbangan agar didapatkan desain yang tepat, dengan acuan yaitu sumur “*Existing-2*”. Sebelum melakukan pemboran untuk sumur “AR-5” diperlukan sebuah perencanaan program pemboran (*Drilling Prognosis*) yang khusus diciptakan sebagai acuan pelaksanaan pemboran sumur “AR-5” agar didapatkan desain yang tepat serta pengerjaan yang ekonomis dan aman secara teknis. Secara spesifik sebuah *Drilling Prognosis* dapat mencakup antara lain perencanaan *Casing Design*, perencanaan *Cement Slurry*, perencanaan *Drilling Mud*, serta pembahasan mengenai *Drilling Bit*

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan Masalah pada karya tulis ini adalah :

1. Bagaimana perencanaan *casing design* yang tepat untuk sumur “AR-5” ?

2. Bagaimana perencanaan *cement slurry* yang tepat untuk sumur “AR-5” ?
3. Bagaimana perencanaan *drill bit* yang tepat untuk sumur “AR-5” ?
4. Bagaimana perencanaan *drilling mud* yang tepat untuk sumur “AR-5” ?

1.3. Maksud & Tujuan

Maksud dan tujuan dari penulisan karya tulis ini adalah untuk membuat program perencanaan *drilling prognosis* yang disesuaikan untuk sumur “AR-5” sebagai acuan dalam pelaksanaan pemboran sumur infill sumur “AR-5”.

Tujuan dari penulisan karya tulis ini adalah sebagai berikut :

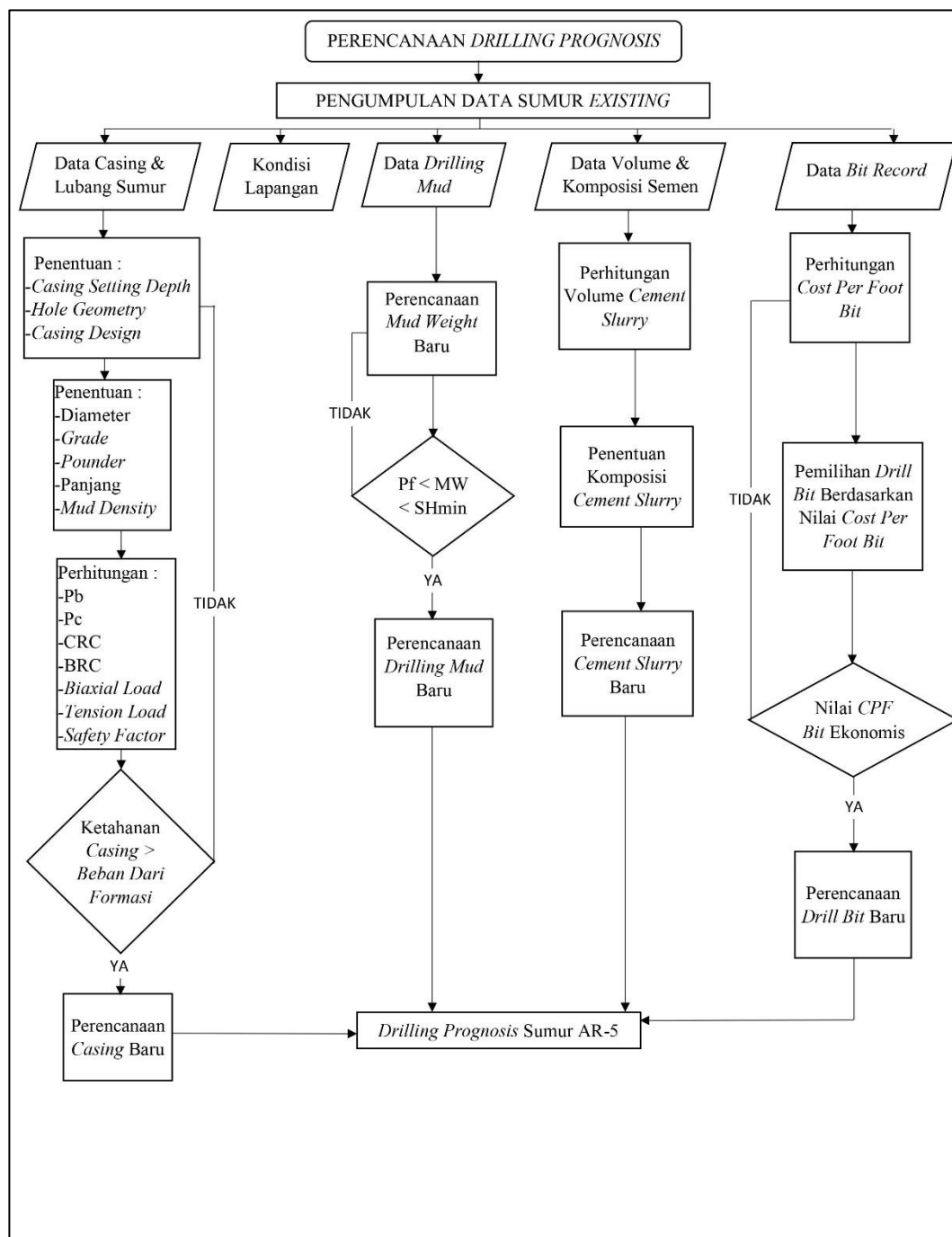
1. Mengetahui *casing design* yang tepat untuk sumur “AR-5”
2. Mengetahui program *cement slurry* yang tepat untuk sumur “AR-5”
3. Mengetahui desain *drill bit* yang tepat untuk sumur “AR-5”
4. Mengetahui desain *drilling mud* yang tepat untuk sumur “AR-5”

1.4. Metodologi

Metodologi yang dilakukan dalam penulisan dan penyusunan tugas akhir ini berdasarkan data yang ada pada LAPANGAN “AR” adalah dengan prosedur sebagai berikut :

1. Studi literatur
2. Pengumpulan data :
 - a. Data sumur seperti kedalaman sumur, lithologi yang ditembus, serta data tekanan bawah permukaan.
 - b. Data *casing design* sumur *existing* LAPANGAN “AR”.
 - c. Data *cementing program* pada sumur *existing* LAPANGAN “AR”.
 - d. Data *bit record* pada sumur *existing* LAPANGAN “AR”.
 - e. Data lumpur pemboran sumur *existing* LAPANGAN “AR”.
3. Melakukan perencanaan *casing design* untuk sumur *infill* “AR-5”.
 - a. Menentukan *casing setting depth* berdasarkan analisa grafik *pore pressure fracture gradient*.
 - b. Menentukan *hole geometry* untuk sumur “AR-5”.
 - c. Menentukan diameter *casing*, *casing grade*, serta jenis casing yang akan digunakan pada sumur “AR-5”.

- d. Menghitung beban yang diterima *casing* seperti *burst load*, *collapse load*, maupun *tension load*.
 - e. Mengevaluasi kekuatan *casing* yang akan digunakan pada sumur “AR-5” terhadap beban yang diterima *casing* dengan membuat grafik plot tekanan terhadap kedalaman sehingga akan didapatkan garis beban (tekanan) yang diterima *casing* beserta garis kekuatan *casing*.
4. Melakukan perencanaan *cementing program* untuk sumur *infill* “AR-5”.
 - a. Menghitung volume semen yang dibutuhkan untuk sumur *infill* “AR-5”, menyesuaikan dengan data perencanaan *casing* sumur *infill* “AR-5”.
 - b. Menentukan volume semen *lead & tail*.
 - c. Menentukan komposisi semen yang akan digunakan berdasarkan data *cementing program* pada sumur *existing* LAPANGAN “AR”.
 5. Melakukan perencanaan *bit* sumur *infill* “AR-5”.
 - a. Menentukan jenis *bit* yang sesuai untuk sumur *infill* “AR-5” berdasarkan *hole geometry* yang telah dibuat.
 - b. Menghitung *cost per foot* masing - masing *bit*.
 - c. Mengevaluasi jenis *bit* yang akan digunakan berdasarkan hasil analisa *cost per foot*.
 6. Melakukan perencanaan lumpur pemboran sumur *infill* “AR-5”.
 - a. Mengevaluasi *mud weight* berdasarkan analisa grafik *pore pressure fracture gradient*.
 - b. Membuat perencanaan *mud weight* baru untuk sumur *infill* “AR-5”.
 - c. Membuat perencanaan komposisi lumpur pemboran yang akan digunakan dengan *mud weight* baru berdasarkan data lumpur pemboran sumur *existing*.
 7. Membuat perencanaan *drilling prognosis* berdasarkan analisa dari aspek *casing*, *cementing*, *bit*, dan lumpur pemboran.
 8. Pembahasan
 9. Kesimpulan



Gambar 1.1.
Flowchart Metodologi

1.5. Sistematika Penulisan

Tulisan yang berjudul “PERENCANAAN *DRILLING PROGNOSIS* SUMUR “AR-5” LAPANGAN “AR” PADA ASPEK *CASING DESIGN*, *CEMENTING JOB*, *BIT*, DAN *DRILLING FLUID*” dibagi menjadi VI (enam) bab yang meliputi :

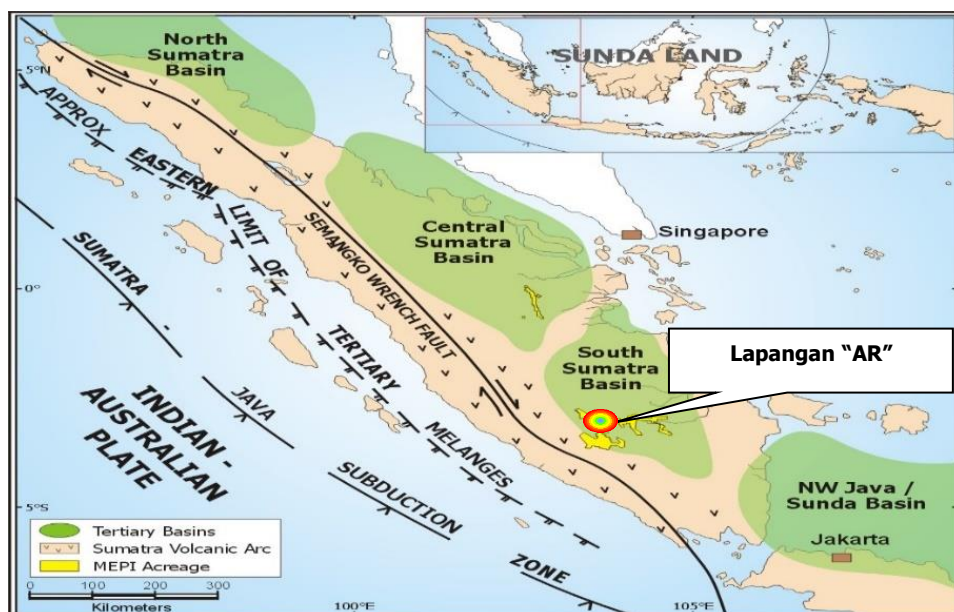
- Bab I Pendahuluan, yang berisi latar belakang masalah, permasalahan, maksud dan tujuan, metodologi, dan sistematika penulisan.
- Bab II Tinjauan Umum Lapangan, yang berisi tentang letak geografis lapangan, kondisi geologi regional, stratigrafi umum lapangan dan *petroleum system*.
- Bab III Dasar Teori tentang *casing*, *cementing*, *bit*, dan *drilling fluid* berisi tentang metode perencanaan *casing design*, perencanaan *cementing*, perencanaan *bit*, serta perencanaan lumpur pemboran agar mencapai pemboran yang ingin dicapai.
- Bab IV Hasil Perhitungan dan Analisa dari perencanaan *drilling prognosis* pada sumur “AR-5” berdasarkan aspek *casing design*, *cementing*, *bit*, dan *drilling fluid*.
- Bab V Pembahasan, yang berisi penjabaran semua perhitungan yang telah dihasilkan.
- Bab VI Kesimpulan, yang berisi hasil yang didapatkan dari semua yang direncanakan.

BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN

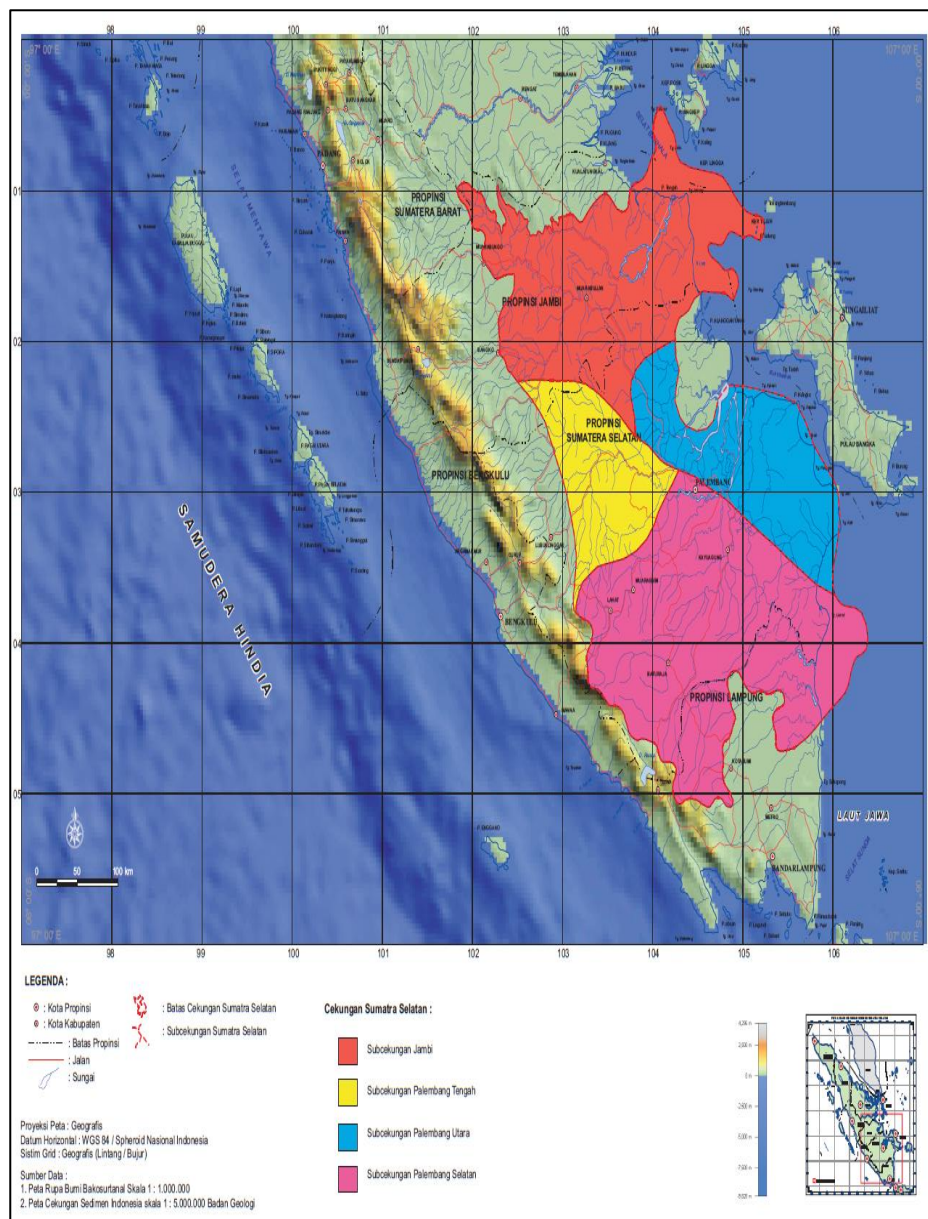
2.1. Letak Geografis Lapangan “AR”

Lapangan “AR” terletak di Sub-Cekungan Jambi bagian selatan, Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat, Tinggian Tigapuluh di sebelah utara, Tinggian Lampung di sebelah selatan, dan Paparan Sunda di sebelah timur.

Lapangan “AR” memiliki lapisan target berasal dari *Basement Pre-Tertiary* berupa batuan metamorf dan metasedimen, Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) berupa Batu pasir *Shallow Marine* dan Batu pasir Konglomerat dan Shale dari kipas fluvial, serta *Upsite Potential* pada Formasi Air Benakat (ABF). Pada Lapangan “AR” ini sudah terdapat sumur “*Existing-2*”.



Gambar 2.1.
Posisi Lokasi Lapangan “AR” di Cekungan Sumatera Selatan
(PSME UPNVYK, 2020)



Gambar 2.3.
Pembagian Cekungan Sumatra Selatan
(Bishop et al., 2001)

Evolusi Tektonik Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan implikasi dari stratigrafi regional dapat dibagi menjadi beberapa fase, yaitu :

1. Fase Kompresi Akibat Kolisi Antara Lempeng Eurasia dan Lempeng India –Australia pada Mezozoik Tengah

Fase kompresi ini berarah relatif Utara-Selatan dan mengakibatkan terjadinya sesar geser dekstral WNW - ESE (Sesar Lematang, Kepayang,

Saka, Pantai Selatan Lampung, Musi lineament) dan N-S *trend*; terjadi *wrench movement*; terjadi intrusi granit berumur Jura – Kapur.

2. Fase ekstensional selama Paleosen – Miosen Awal

Fase ini merupakan fase ekstensional / regangan yang terjadi selama Paleosen hingga Miosen Awal (*Upper Cretaceous - Lower Tertiary*) dan menghasilkan beberapa sesar utama di Cekungan Sumatra Selatan yang berupa Sesar Normal dan Sesar Tumbuh berarah N – S dan WNW – ESE. Keadaan ini juga membentuk cekungan berupa basin graben / *half* graben bersama dengan pembentukan basin graben / *half* graben terjadi pengisian awal dari cekungan yang disebut sebagai *synrift sedimentation (Syn Rift – Rifting)*. Pada cekungan ini diendapkan Formasi Lahat pada lingkungan pengendapan darat – *brackish*.

Pada Kapur Atas sebelum terbentuknya cekungan *half* graben, diawali dengan terbentuknya sesar naik berarah WNW-ESE naik ke arah Selatan. Sesar naik ini diakibatkan oleh tegasan utama yang berarah N20°W. Selama periode ini terjadi pula intrusi granit yang sejajar dengan arah sesar naik. Sesar ini selama periode regangan (Eosen-Oligo Miosen) berubah menjadi sesar turun dan sebagai batas *half* graben selama proses *syn-rift*.

3. Tektonik Relatif Tenang Pada Miosen Awal – Miosen Akhir (Fase *Sagging*)

Pada kondisi tektonik yang relatif tenang selama Miosen Awal hingga Miosen Akhir ini terjadi pengendapan berturut-turut dari bawah ke atas, antara lain Formasi Talangakar pada lingkungan pengendapan *braided stream – delta plain*; Formasi Baturaja pada lingkungan pengendapan *shallow marine*; Formasi Gumai pada lingkungan pengendapan *deep marine*; Formasi Airbenakat pada lingkungan pengendapan *marine brackish*; dan Formasi Muaraenim pada lingkungan pengendapan *shallow marine – non marine*. Selanjutnya, mulai aktifnya kembali tektonik pada Miosen Tengah dengan tegasan utama yang miring (N0°E-N6°E) terhadap Pulau Sumatra (*wrench movement*), maka terbentuklah sesar-sesar mendatar kanan berarah NE-SW.

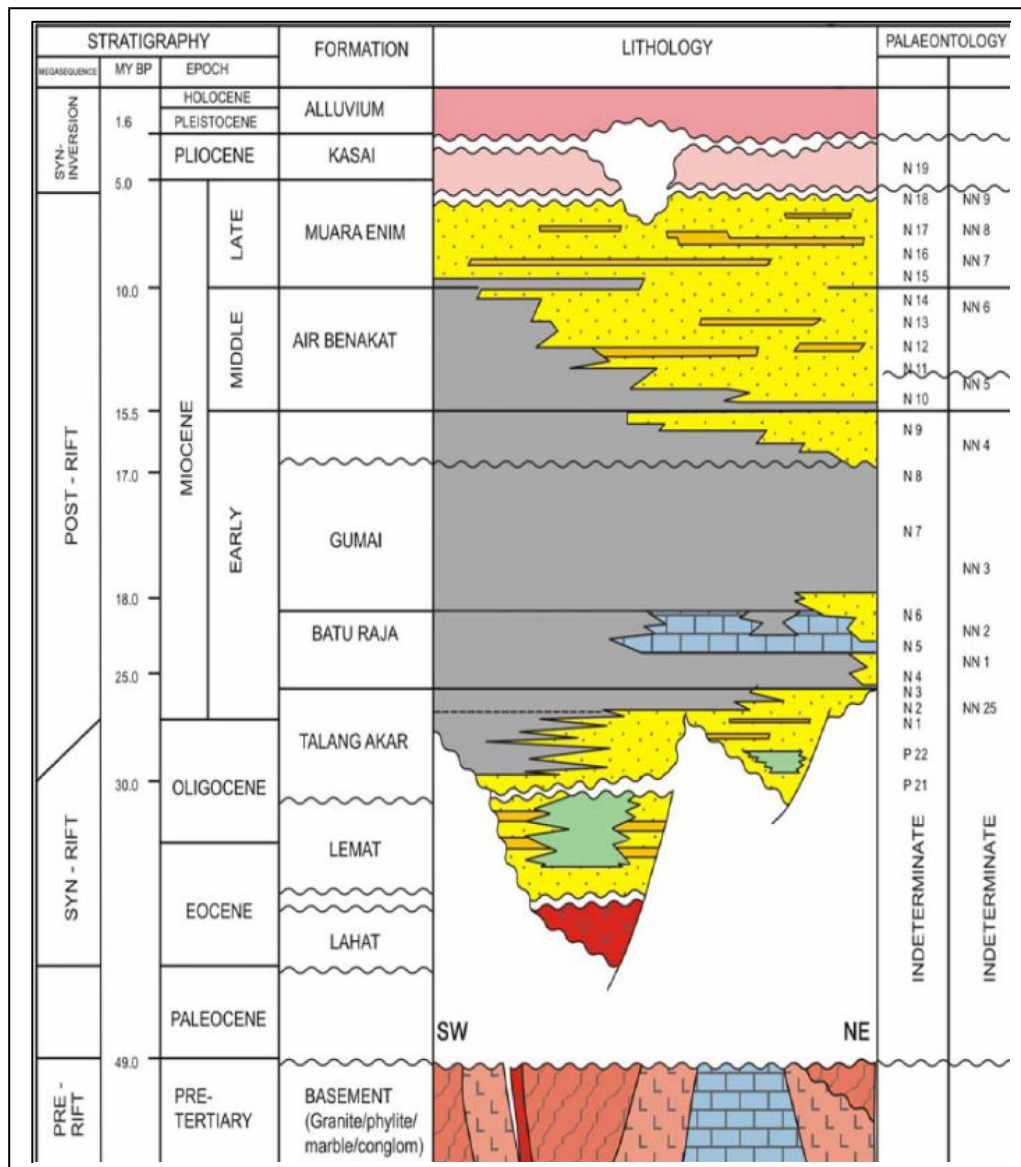
4. Inversi, Pengangkatan Basement (Pliosen – Sekarang)

Pada umur Pliosen terjadilah kompresi yang aktif kembali antara lempeng Hindia-Australia dengan lempeng Eurasia (*subduction*), maka terbentuklah Sesar Semangko (NE-SW) dan pengangkatan Bukit Barisan; pengaktifan kembali sesar-sesar tua berarah WNW-ESE dan N-S. Sehingga kawasan Cekungan Sumatra Selatan berubah menjadi *back arc basin*. Juga terbentuk lipatan dengan sumbu antiklin berarah barat laut-tenggara (NW-SE). Pada fase ini juga terjadi pengangkatan *basement (low)* disebut sebagai proses inversi dan terbentuk sesar naik dengan jurus WNW-ESE dan naik ke arah SSW. Selama fase inversi ini terjadi pengendapan Formasi Kasai pada lingkungan pengendapan darat.

2.2.2. Stratigrafi Lapangan “AR”

Secara umum stratigrafi di Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah, dan Sub-Cekungan Palembang Selatan mempunyai kesamaan. Sedimentasi di ketiga subcekungan ini berlangsung dari Tersier Awal sampai Kuartar dalam kondisi genang laut dan susut laut. Kondisi genang laut yang berlangsung dari Eosen Awal Miosen Tengah diawali oleh pengendapan batuan konglomerat aneka bahan dan batuan sedimen klastik dengan sisipan batubara yang membentuk Formasi Lahat / Formasi Lemat dalam lingkungan pengendapan darat, kemudian proses sedimentasi ini di ikuti oleh pengendapan batuan klastika kasar halus dengan sisipan batubara dan kayu terkarsikkan Formasi Talangakar dalam lingkungan pengendapan peralihan. Proses pengendapan selanjutnya berlangsung dalam kondisi laut dangkal yang membentuk Formasi Baturaja secara setempat. Fase genang laut ini diakhiri oleh pengendapan Formasi Gumai yang berlangsung dalam lingkungan laut dalam, pada saat genang laut maksimum. Fase susut laut yang berlangsung dari Akhir Miosen Tengah sampai Plistosen diawali dengan pengendapan Formasi Airbenakat dalam kondisi laut dangkal, yang kemudian diikuti oleh pembentukan Formasi Muaraenim dalam lingkungan pengendapan peralihan. Selanjutnya fase susut laut ini diakhiri oleh

sedimentasi Formasi Kasai dalam lingkungan pengendapan darat. Menurut *Bishop* (2000).



Gambar 2.4.
South Sumatra General Stratigraphic Column
(*Bishop, 2000*)

1. Batuan Dasar / *Besement* (BSM)

Batuan dasar disusun oleh granit, batuan metamorf, batuan metasedimen dan batuan vulkanik.

2. Formasi Lahat / *Lahat Formation* (LAF)

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar dan disusun oleh perselingan antara *shale*, batupasir dan konglomerat pada lingkungan *shallow to deep lacustrine fluvial to alluvial fan deposits*. Formasi ini diendapkan pada umur Eosen Tengah-Oligosen Awal.

3. Formasi Talangakar / *Talangakar Formation* (TAF)

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas Formasi Lahat. Formasi Talangakar ini dibagi menjadi tiga bagian yaitu :

a. *Lower (Grit Sand) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian bawah dari Formasi Talangakar dan disusun oleh perselingan batupasir, konglomerat dan *shale* pada lingkungan pengendapan *fluvial fan and shallow lacustrine*. Anggota ini diendapkan pada umur Oligosen Akhir.

b. *Middle (Transition) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian tengah dari Formasi Talangakar, disusun oleh selang-seling antara *shale*, *silt*, batupasir dan *lignit*. Anggota ini diendapkan pada umur Oligosen Akhir-Miosen Awal pada lingkungan pengendapan *fluvial fan and shallow lacustrine*.

c. *Upper (Marine) Member*

Anggota ini diendapkan pada bagian atas dari Formasi Talangakar, disusun oleh selang-seling batupasir dan *shale* dengan beberapa lapisan batugamping. Anggota ini diendapkan pada lingkungan *shallow marine* pada umur Miosen Awal.

4. Formasi Baturaja / *Baturaja Formation* (BRF)

Formasi Baturaja ini berupa batugamping berlapis di bagian bawah dan pada bagian atas terdiri dari batugamping *reef*. Formasi ini diendapkan pada lingkungan pengendapan *shallow marine* pada umur Miosen Awal. Hubungan stratigrafi dengan Formasi Talangakar adalah menyilang jari.

5. Formasi Gumai / *Gumai Formation* (GUF)

Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Talangakar dan menyilang jari di atas Formasi Baturaja pada umur Miosen Awal – Miosen Tengah. Formasi Gumai dibagi menjadi :

- a. *Lower Member*, anggota ini disusun oleh *shale* laut dalam dengan beberapa lapisan batupasir dan batugamping berlapis. Pada bagian paling bawah diendapkan batugamping berlapis bersisipan *shale* pada lingkungan pengendapan *inner to outer neritic*.
- b. *Upper (Sandy) Member*, anggota ini disusun oleh perselingan antara *shale* dan batupasir pada lingkungan *deep to shallow marine*.

6. Formasi Airbenakat / *Air Benakat Formation (ABF)*

Formasi ini diendapkan menyilang jari di atas Formasi Gumai pada umur Miosen Tengah-Miosen Akhir di lingkungan pengendapan *shallow marine*. Formasi Air Benakat disusun oleh batupasir berbutir halus hingga menengah dengan sisipan *shale* dan *lignit*.

7. Formasi Muaraenim / *Muara Enim Formation (MEF)*

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Airbenakat pada umur Miosen Akhir. Formasi Muaraenim diendapkan pada lingkungan pengendapan *shallow marine to transition idealiance*. Formasi ini disusun oleh batupasir berbutir halus hingga kasar, *shale* dan *lignit*.

8. Formasi Kasai / *Kasai Formation (KAF)*

Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muaraenim pada umur Pliosen. Formasi ini disusun oleh batupasir *tuffan*, konglomerat dan lapisan tipis *shale*.

9. *Tuff* dan *Alluvial*

Endapan *alluvial* adalah endapan hasil pelapukan dari batuan yang lebih tua yang telah tererosi, tertransport dan diendapkan pada lingkungan darat pada umur Plestosen hingga sekarang. Sedangkan lapisan tuff sebagai lapisan hasil endapan letusan gunung api muda Bukit Barisan.

2.2.3. Struktur Geologi Lapangan “AR”

Struktur Geologi Lapangan “AR”, dimulai dari batuan tertua berumur Pre-Tersier berupa batuan kristalin (tersingkap pada Sumur “*Existing -1*”, Sumur “*Existing -2*” dan Sumur “*Existing -3*”). Batuan ini pernah tersingkap di permukaan

sebagai *basement high*. Maka dari itu dalam batuan dasar ini banyak dijumpai kekar sistematis dan sesar.

Pada periode Akhir Pre-Tersier, terjadi proses ekstensional / tarikan, sehingga terendapkanlah batupasir kuarsa dan batulempung yang merupakan endapan *syn-rift depositional*. Pada periode paleogen terjadi kompresi yang kembali mengangkat basement dan membuat batuan di atas basement yang diendapkan secara *syn-rift depositional* berubah menjadi metasedimen.

Pada periode Eosen-Oligosen Awal, terjadi proses ekstensional / regangan sehingga sesar-sesar turun yang mengenai batuan dasar aktif dan diikuti pengendapan Formasi Lemat dan Lahat yang bersamaan dengan terjadinya sesar turun berupa endapan *syn-rift depositional*.

Pada Periode Oligosen Akhir, masih terjadi *syn-rift depositional* dan diendapkan Formasi Talangakar bagian Bawah (LTAF). Di Lapangan "AR", formasi ini hanya dijumpai pada Sumur "AR"-2.

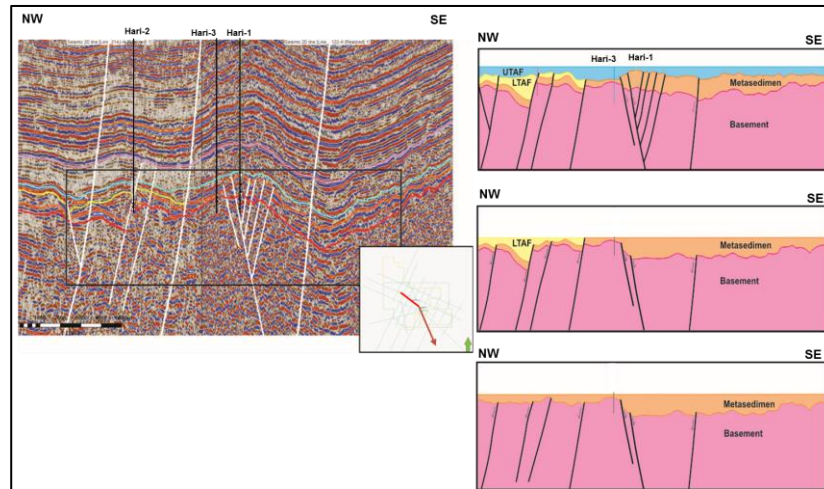
Pada Periode Miosen Awal, proses peregangan sudah berhenti dan diendapkan Formasi Talang Akar bagian Atas di rendahan dan di tinggian diendapkan Formasi Baturaja, pada laut dangkal-transisi. Pada Akhir Miosen Awal, terjadilah proses genang laut dan diendapkan Formasi Gumai yang berupa batulempung yang tebal, diendapkan pada laut menengah-laut dalam.

Periode Miosen Tengah, kompresi mulai terjadi di Sumatra secara umum, sehingga terjadilah proses regresi dan diendapkan Formasi Air Benakat pada kedalaman laut menengah hingga laut dangkal. Pada bagian barat Pulau Sumatra mulai tumbuh jajaran Gunung Api aktif yang disebut Bukit Barisan.

Periode Miosen Akhir, proses kompresi semakin besar dan proses transgresi terus berlangsung serta diendapkan Formasi Muara Enim pada lingkungan laut dangkal.

Pada Periode Pliosen dan Pleistosen, kompresi sudah sangat kuat di Sumatra akibat interaksi lempeng Indo Australia menumbuk Sumatra. Selain diendapkan Formasi Kasai dan endapan-endapan Alluvial di beberapa tempat. Pada periode ini terbentuk lipatan, kekar dan sesar di Lapangan "AR".

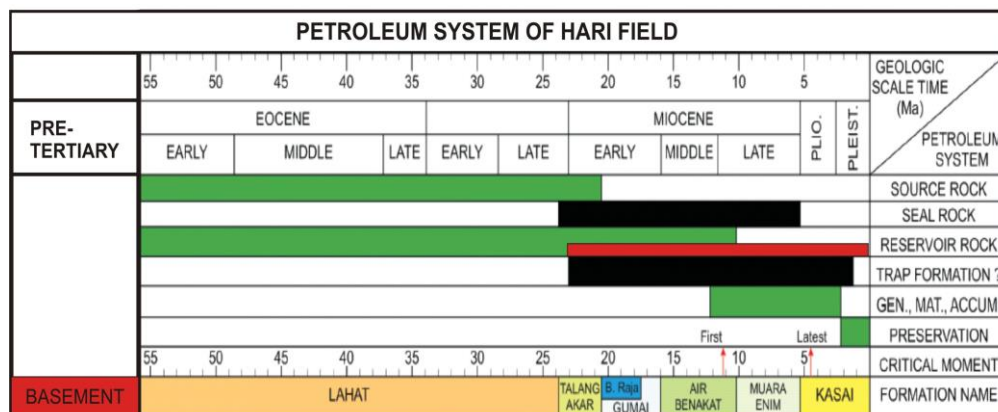
Pada periode ini sudah terbentuk trap yang bagus berupa lipatan dan minyak sudah bermigrasi mengisi trapnya, serta sesar-sesar basement berubah menjadi sesat naik dan memotong hingga lapisan-lapisan yang lebih muda.



Gambar 2.5.
Perkembangan Struktur Geologi Dan Tektonik Beserta Proses Pengendapannya dari Pre-Tersier hingga Plio-Pleistosen
 (PSME UPNVY, 2020)

2.3. Petroleum System Lapangan “AR”

Tinjauan sistem *petroleum* di Lapangan “AR” Sub-Cekungan Jambi akan diuraikan menjadi beberapa bagian, antara lain : batuan induk, batuan reservoir, perangkap petroleum, batuan penutup dan migrasi hidrokarbon. **Gambar 2.6.** menunjukkan sistem petroleum di Lapangan “AR”, Sub-Cekungan Jambi.



Gambar 2.6.
Petroleum System Lapangan “AR”
 (PSME UPNVY, 2020)

2.3.1. Batuan Induk / *Source Rock*

Berdasarkan stratigrafi regional Cekungan Sumatra Selatan-Sub Cekungan Jambi, maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan induk (*source rocks*). Syarat suatu lapisan bisa menjadi *source rock* jika lapisan tersebut memiliki lapisan *shale* dengan ketebalan yang cukup tebal. Memperhatikan hal tersebut maka yang bisa menjadi *source rocks* di Lapangan “AR” antara lain : *brown shale* pada Formasi Lahat, *shale* pada Formasi Talang Akar bagian bawah, *shale* pada Formasi Gumai bagian bawah, *shale* pada Formasi Air Benakat dan *shale* pada Formasi Muaraenim.

2.3.2. Batuan Reservoir / *Reservoir rock*

Berdasarkan Stratigrafi Regional dan stratigrafi lokal pada Lapangan “AR” maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan reservoir (*reservoir rocks*). Syarat suatu lapisan bisa menjadi *reservoir rock* jika lapisan tersebut memiliki porositas dan permeabilitas cukup baik dan ketebalan lapisannya cukup tebal. Batuan yang bisa menjadi reservoir pada umumnya adalah batupasir, batugamping dan batuan beku yang mengandung retakan cukup banyak dan saling berhubungan. Memperhatikan hal tersebut maka yang bisa menjadi *reservoir rocks* di Lapangan “AR” antara lain : batupasir Formasi Talang Akar, batugamping Formasi Baturaja, batupasir Formasi Gumai, batupasir pada Formasi Air Benakat dan batupasir pada Formasi Muaraenim.

Reservoir Target pada Batuan *Basement*, terjadi pensesaran, penkekaratan secara efektif mulai Miosen Awal hingga Pliosen (Warna merah pada gambar *petroleum system* Lapangan “AR”).

2.3.3. Perangkap *Petroleum* / *Trap*

Berdasarkan *top struktur* pada Lapangan “AR” dan sistem pengendapan lapisan-lapisan tersebut, maka diketahui bahwa perangkap hidrokarbon yang berkembang di Lapangan “AR”, Sub-Cekungan Jambi berupa perangkap struktur.

Perangkap struktur berupa klosur yang berarah umum Baratlaut-Tenggara (NW-SE).

2.3.4. Batuan Penutup / *Cap Rock* / *Seal rock*

Berdasarkan stratigrafi regional dan stratigrafi lokal pada Lapangan “AR” maka dapat diketahui lapisan yang bisa menjadi batuan penutup (*seal rocks*). Batuan atau lapisan yang bisa menjadi batuan penutup mempunyai syarat adalah batuan yang *impermeable* atau tidak dapat melulus minyak atau gas. Batuan ini biasanya berupa *shale* atau batulempung. Batuan penutup yang dijumpai di Lapangan “AR” antara lain berupa : *shale* / lempung pada Formasi Gumai bagian bawah, *shale* / lempung pada Formasi Airbenakat bagian bawah, *shale* / batulempung pada Formasi Muaraenim bagian bawah dan batulempung pada Formasi Kasai.

2.3.5. Migrasi / *Migration*

Batuan yang dapat menjadi source rocks di Lapangan “AR”, Sub-Cekungan Jambi seperti sudah diuraikan (batuan induk / *source rocks*). Batuan induk di Lapangan “AR” mulai matang pada Miosen Akhir hingga Pliosen. Hidrokarbon yang telah matang tersebut mulai migrasi sejak kompresi / tegasan utama di Sumatra Selatan mulai sangat aktif pada Pliosen. Sehingga mulai mengisi perangkap-perangkap yang telah terjadi.

2.4. Data Perencanaan Sumur “AR-5” Lapangan “AR”

1. Nama Sumur : Sumur “AR-5”
2. Daerah / Region : Jambi / Sumatera
3. Objek : *Basement Pre-Tertiary*
4. Klasifikasi Sumur : Pemboran Sumur *Infill*
5. Jenis Sumur : Sumur Gas
6. Elevasi / Ground Level (GL) : 114.8 ft di atas permukaan laut.
7. Tujuan Pemboran : Pengembangan gas dari lapisan *basement*
8. Rencana Kedalaman Akhir : 6435.35 ft-TVD
9. Geometri Sumur : Vertikal

Berdasarkan data di atas, sumur “AR-5” merupakan sumur *infill* dengan kedalaman vertikal akhir sebesar 6435.35 ftTVD yang menembus hingga formasi *Basement Pre-Tertiary*. Sumur tersebut termasuk sumur gas, namun klasifikasi sumur berupa sumur *infill*.

BAB III DASAR TEORI

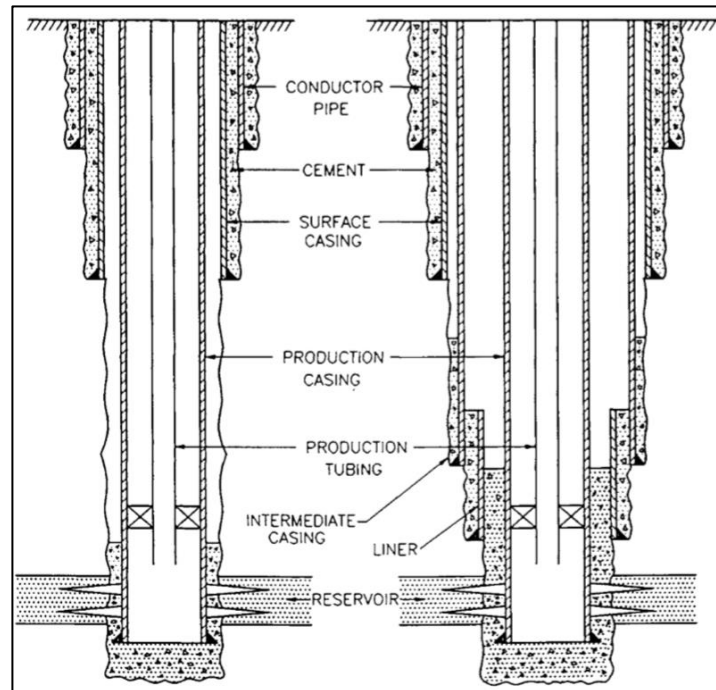
3.1. *Casing Design*

Perencanaan pertama dalam desain sumur adalah dengan memilih seleksi kedalaman *Casing*. Dalam perencanaan *Casing design* harus mempertimbangkan kondisi geologi, seperti: tekanan formasi dan fracture gradient, hole problem dan hal-hal lainnya. Selama operasi pemboran berlangsung, sering terjadi masalah *lost circulation* akibat pecahnya formasi di bawah kaki *Casing*. Ini merupakan akibat yang ditimbulkan oleh *underground blow out*. Masalah lain yang sering terjadi ialah terjepitnya rangkaian *Casing* akibat pemakaian lumpur dengan densitas yang tinggi untuk mengimbangi tekanan formasi yang abnormal. Kedua masalah di atas sering timbul akibat setting depth *Casing* yang kurang tepat. Kesalahan dari program setting depth *Casing* juga akan menyebabkan failure rangkaian *Casing*, yang disebabkan setting depthnya terlalu dalam atau terlalu dangkal. Masalah lain yang timbul dan berkaitan dengan setting depth *Casing* adalah biaya *Casing* yang meningkat dan diameter sumur terakhir tidak sesuai dengan keinginan yang dicapai.

3.1.1. Klasifikasi *Casing*

Pada suatu kegiatan pemboran membutuhkan beberapa rangkaian *Casing* dalam pelaksanaannya untuk mencapai kedalaman yang di rencanakan. Hal ini dimaksudkan untuk membatasi setiap formasi yang di tembus pada saat pemboran ataupun untuk melindungi formasi yang lemah. Beberapa tipe *Casing* yang ada yaitu :

- *Conductor Casing*
- *Surface Casing*
- *Intermediate Casing*
- *Production Casing*
- *Liner*



Gambar 3.1.
Klasifikasi Casing
 (Rahman & Chilingarian, 1995)

3.1.1.1. Conductor Casing

Conductor Casing dipasang dari permukaan sampai kedalaman yang relatif dangkal yang dimaksudkan untuk melindungi *unconsolidated formation*, melindungi zona air dangkal, melindungi dari *shallow gas* dan untuk melindungi pondasi dari platform pada operasi lepas pantai. Panjang dari conductor *Casing* yang di pakai relatif berdasarkan lokasi pemboran. Pada pemboran *onshore* panjang *Casing* ini berkisar dari 40 – 500 ft dan pada pemboran *offshore* panjangnya bisa sampai 1000 ft dengan diameter *Casing* 7 – 20 inch. Biasanya digunakan poulder 16'' untuk sumur dangkal dan 20'' untuk sumur yang dalam. Pada pemboran *offshore* biasanya digunakan poulder 20'' dan disemen sampai kepermukaan.

3.1.1.2. Surface Casing

Secara prinsip fungsi dari *Surface Casing* adalah untuk menahan *unconsolidate formation* yang runtuh ke lubang bor dan menyebabkan masalah, mengisolasi zona air dangkal dan mencegah terkontaminasinya dengan lumpur pada trayek selanjutnya serta *Casing* ini digunakan untuk tempat dudukan BOP.

Pada umumnya *Casing* ini dipasang pada batuan yang keras seperti batuan *limestone* atau *dolomite* yang relatif keras, sehingga dapat menompang tekanan yang akan dihasilkan antara *Surface Casing* dengan *Casing* selanjutnya. *Setting depth* pada *Surface Casing* sangat bervariasi dari beberapa ribu feet sampai 5000 ft. Ukuran poulder pada *Surface Casing* mulai dari 7'' sampai 16''. Pada umumnya ukuran yang digunakan pada operasi pemboran adalah 10 ¾'' dan 13 3/8''. Pada pemboran *onshore*, biasanya *Casing* ini disemen sampai permukaan, sedangkan pada operasi *offshore*, kolom semen dibatasi sampai *kickoff point*.

3.1.1.3. Intermediate Casing

Intermediate Casing dipasang antara *Surface Casing* dan *Production Casing*. Alasan utama untuk memasang *Intermediate Casing* adalah untuk menutup zona formasi yang dapat menimbulkan masalah pemboran. Masalah pemboran tersebut meliputi *abnormal Pressure*, *lost circulation*, zona *shale* dan kubah garam. Ketika terjadi *abnormal Pressure*, *Intermediate Casing* dipasang untuk melindungi formasi yang berada dibawah *Surface Casing* dari tekanan yang diakibatkan dari fluida pemboran dengan densitas yang dibutuhkan untuk mengimbangi *abnormal Pressure*. Sama halnya ketika *nomal Pressure* berada dibawah *abnormal Pressure*. Panjang dari *Intermediate Casing* bervariasi dari 7000 – 15000 ft dan poulder untuk *Intermediate Casing* 7'' – 11 ¾''. Umumnya penyemenan pada *Intermediate Casing* dilakukan sepanjang 1000 ft dari *Casing shoe*. Dan digantung pada *Surface Casing*. Penyemenan dengan kolom semen yang panajng dilakukan kadang-kadang untuk mencegah bengkoknya *Casing*.

3.1.1.4. Production Casing

Production Casing dipasang melewati zona prospek produksi kecuali pada *open-hole completion Casing* ini biasanya di desain untuk mengimbangi *shut-in Pressure* dari formasi produktif. *Casing* ini juga memberikan perlindungan untuk lubang bor saat terjadinya *failure* pada tubing pada saat produksi dilakukan dan bisa dilakukan perbaikan tubing. *Pounder* pada *Production Casing* ini berkisar antar 4 ½'' – 9 5/8'' dan disemen jauh dari formasi produktif untuk mencegah bengkoknya *Casing*.

3.1.1.5. *Liner*

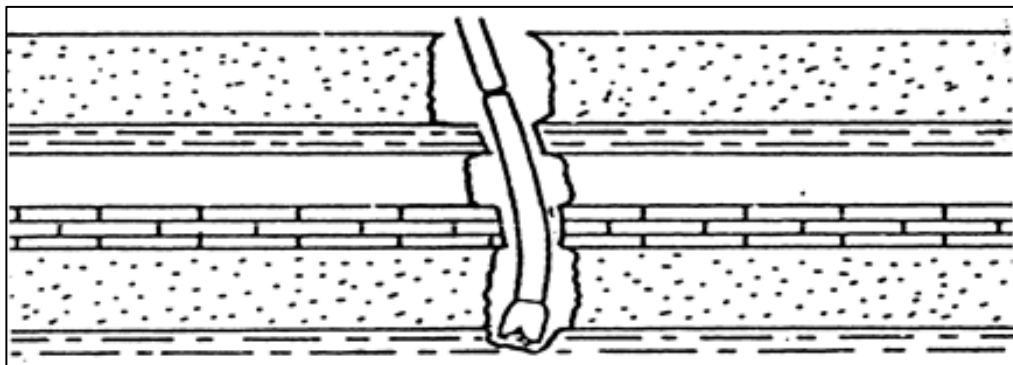
Liner dipasang dengan fungsi untuk mengisolasi zona yang dapat menyebabkan masalah. Pipa ini tidak dipasang sampai permukaan, namun 300-500 ft di atas *Casing shoe* pada *Casing* di atasnya. *Liner* dipasang untuk menghemat biaya yang berfungsi untuk mengontrol gradient tekanan atau rekah. Hal yang perlu diperhatikan untuk pemasangan *liner* adalah kekuatan *Casing* yang berada di atasnya.

3.1.2. Fungsi *Casing*

Berikut ini akan dijelaskan fungsi *Casing* dalam pengeboran suatu sumur minyak :

1. Mencegah Gugurnya Dinding Sumur

Pada lapisan batuan yang tidak terkonsolidasi dengan baik, maka saat pemboran menembus lapisan tersebut dapat menyebabkan terjadinya pembesaran pada lubang bor. Lebih jauh apabila lapisan lunak ini berselangseling dengan lapisan keras maka akan memberikan efek pembelokan terhadap *drill string*.



Gambar 3.2.

Pembelokan Pada *Drill String*

(Rubiandini, *Teknik Pemboran*, 2010)

2. Mencegah Air Tanah Terkontaminasi Oleh Lumpur Pemboran

Dalam proses pemboran untuk mengimbangi tekanan formasi yang dilalui digunakan lumpur pemboran dengan densitas lumpur tertentu. Lumpur pemboran akan menghasilkan tekanan hidrostatik yang sedikit

lebih besar dari pada tekanan formasi. Hal ini mengakibatkan filtrat didalam lumpur akan masuk kedalam formasi sedangkan padatan lumpur akan menempel pada dinding formasi. Pada proses ini pada dinding sumur akan terbentuk *mud cake* dan filtrat lumpur yang masuk menembus formasi. Masuknya filtrat lumpur ini kedalam lapisan air tanah dapat menyebabkan tercemarnya air tersebut, sehingga untuk mencegah pencemaran tersebut perlu dipasang suatu *Casing*.

3. Menutup Zona Bertekanan Abnormal Dan Zona *Loss*

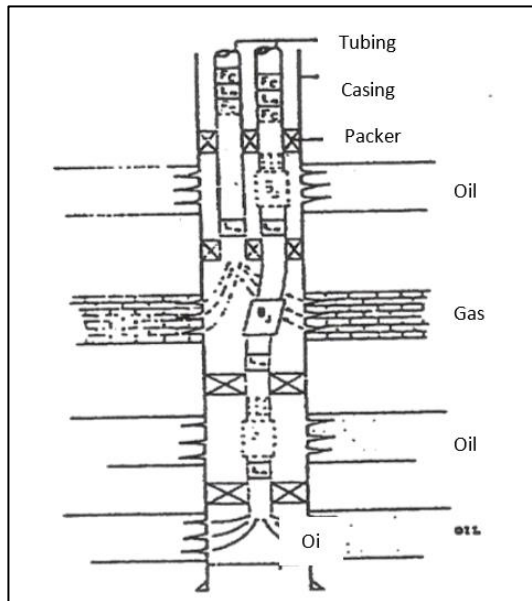
Zona bertekanan abnormal dapat menyebabkan masalah pemborna berupa kick, yaitu masuknya fluida formasi ke dalam lubang bor. Terlebih jika fluida yang masuk terdapat kandungan gas dan tidak segera ditanggulangi maka akan mengakibatkan *blow out*. Sedangkan zona *loss* dapat menyebabkan lumpur pemboran masuk kedalam formasi dan akan mengurangi ketinggian kolom lumpur.

4. Menjaga Kestabilan Lubang Bor

Lumpur pemboran yang digunakan dalam proses pemboran akan membentuk suatu pelindung lubang bor berupa *mud cake*. Tetapi ketebalan dari *mud cake* ini merupakan fungsi dari waktu dan permeabilitas dari batuan yang ditembus, bila permeabilitasnya besar maka *mud cake* semakin tebal. Dengan dipasangnya *Casing* maka diameter sumur tetap, hal ini terutama akan bermanfaat apabila kita membutuhkan data volume annulus secara tepat.

5. Mengisolasi Hubungan Antar Formasi

Apabila sumur yang dibor adalah sumur yang memiliki 2 kandungan fluida berbeda seperti gas dan minyak yang akan di produksi secara bersamaan, maka untuk mengisolasi zona tersebut perlu dipasang *Casing* dan *packer*.



Gambar 3.3.

Isolasi 2 Zona Menggunakan Casing & Packer

(Rubiandini, Teknik Pemboran, 2010)

6. Menjadi Tempat Dudukan BOP Dan Peralatan Produksi

Blow Out Preventer (BOP) merupakan peralatan untuk menutup jalur aliran pada sumur yang berada dalam kondisi *kick* atau *blow out*. BOP diletakkan pada *Surface Casing*. Peralatan produksi yang dipasang pada *Casing* misalnya pompa *submersible*, *christmas tree*, dan lain - lain.

3.1.3. Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Casing Design

3.1.3.1. Tekanan Formasi

Tekanan formasi adalah tekanan yang diakibatkan oleh fluida formasi yang mengisi pori-pori batuan. Tekanan formasi bernilai tidak konstan. Nilai dari tekanan formasi tergantung pada konsentrasi garam pada formasi, tipe fluida formasi, kandungan gas pada formasi dan juga *temperature gradient*. Tekanan formasi dapat dikatakan normal apabila gradien tekanan formasi berkisar 0.433 psi/ft sampai 0.465 psi/ft. Bila kurang dari itu maka tekanan formasinya subnormal dan bila tekanan diatas gradien tekanan normal maka formasinya abnormal.

Berikut adalah jenis-jenis tekanan formasi :

1. Tekanan Formasi Normal

Tekanan formasi normal adalah tekanan hidostatik dari kolom fluida formasi dari permukaan sampai bawah formasi tertentu. Dengan kata lain, jika formasi diisi fluida dengan panjang kolom yang sama dengan kedalaman formasi, maka tekanan pada bagian bawah kolom akan sama dengan tekanan formasi dan tekanan di permukaan sama dengan nol. Tekanan formasi normal bernilai tidak tetap. Besarnya tekanan formasi bervariasi tergantung besarnya konsentrasi garam terlarut, jenis fluida, kandungan gas dan gradien temperatur. Sebagai contoh, konsentrasi garam terlarut dapat menyebabkan meningkatnya tekanan formasi.

2. Tekanan Formasi Abnormal

Tekanan formasi abnormal didefinisikan sebagai tekanan pori yang lebih besar dari tekanan hidostatik air formasi menempati pori-pori batuan. Tekanan formasi abnormal dapat disebut *overPressure* atau *geoPressure*. Tekanan formasi abnormal dapat dianggap jumlah dari tekanan formasi normal dan jumlah tekanan tambahan. Tekanan tambahan ini adalah alasan mengapa BOP (*Blow Out Preventer*) diperlukan saat pengeboran sumur minyak. Penyebab tekanan formasi abnormal dikaitkan dengan berbagai kejadian geologi, geokimia, panas bumi dan perubahan mekanik. Namun untuk menentukan tekanan formasi abnormal harus ada gangguan dari *formation compaction* dan proses *de-watering*.

3. Tekanan Formasi Subnormal

Tekanan Formasi Subnormal didefinisikan sebagai tekanan formasi yang kurang dari yang sesuai tekanan hidostatik fluida pada kedalaman tertentu. tekanan formasi subnormal lebih jarang ditemui daripada tekanan formasi abnormal dan sering terbentuk lama setelah formasi mengendap. Tekanan formasi subnormal mungkin terbentuk secara alami terkait dengan sejarah stratigrafi, tektonik dan geokimia dari daerah, atau mungkin disebabkan proses produksi fluida reservoir.

Berbagai metode telah dikembangkan untuk mendeteksi tekanan formasi yang lebih besar daripada gradient hidrostatik formasi normal (0,465 psi/ft). metode yang paling banyak digunakan adalah metode *drilling rate*, dimana metode ini didasarkan pada perhitungan *d-exponent*.

Metode *d-exponent* ini adalah suatu cara untuk melihat kondisi pemboran, walaupun besarnya putaran, laju penembusan dan berat pahat bor berubah-ubah besarnya selama operasi pemboran berlangsung. Persamaan *d-Exponent* dapat digunakan untuk mendeteksi tekanan normal dan tekanan abnormal jika densitas fluida pemboran konstan. Dasar dari persamaan ini adalah rumus Bingham tentang proses pemboran dan dimodifikasikan oleh *Jordan* dan *Shirley*. Persamaannya sebagai berikut:

$$d-Exp = \frac{\log \left(\frac{R}{60RPM} \right)}{\log \left(\frac{2WOB}{1000db} \right)} \dots \dots \dots (3-1)$$

Sedangkan untuk Persamaan *d-exponent* koreksi :

$$dc = d \frac{9}{MW} \dots \dots \dots (3-2)$$

Tekanan formasi dapat dihitung dengan Persamaan *Eaton*:

$$EMW = \frac{9d}{dc} - 0.3 \dots \dots \dots (3-3)$$

$$Gf = EMW \times 0.052 \dots \dots \dots (3-4)$$

Keterangan :

R : *Rate Of Penetration*, ft/hr

N : *Rotary Speed* (RPM)

W : *Weight On Bit*, klbs

db : Bit diameter, inci

MW : *Mud Weight*, ppg

d : *d-exponent*, d-unit

- dc : *d-exponent* koreksi, *d-unit*
 EMW : *Equivalent Mud Weight*, lb/gal
 Gf : Gradien tekanan formasi, psi/ft

3.1.3.2. Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidorstatik adalah tekanan yang diakibatkan oleh volume fluida dengan panjang kolom tertentu. Tekanan ini merupakan fungsi dari densitas fluida dan ketinggian vertikal atau kolom fluida secara vertikal. Persamaan tekanan hidrostatik sebagai berikut :

$$Ph = 0.052 \times MW \times D \dots\dots\dots (3-5)$$

Keterangan :

- Ph = Tekanan hidrostatik, psi
 MW = *Mud weight*, ppg
 D = Kedalaman, *ft*

3.1.3.3. Tekanan Rekah Formasi

Tekanan rekah formasi adalah tekanan yang dapat diberikan kepada formasi yang mengakibatkan formasi mulai mengalami rekahan. Rekahnya formasi dapat membuat fluida pemboran mengalir masuk kedalam formasi sehingga akan mengakibatkan masalah. Untuk menentukan tekanan rekah formasi, Hubbert dan Willis menurunkan Persamaan sebagai berikut :

$$Gfr = \frac{1}{3}(1 + 2Gf) \dots\dots\dots (3-6)$$

Keterangan :

- Gfr = Gradien rekah formasi, psi/ft
 Gf = Gradien tekanan formasi, psi/ft

3.1.3.4. Pembebanan Pada *Casing*

Setelah suatu trayek selesai dibuat sampai kedalaman tertentu, maka rangkaian *Casing* akan diturunkan untuk melindungi trayek tersebut. Prinsip dasar perencanaan *Casing* adalah sebagai berikut :

1. Rangkaian *Casing* yang dipasang dapat berfungsi dengan baik.
2. Biaya *Casing* seekonomis mungkin.

Secara garis besar rangkaian *Casing* yang direncanakan untuk dipasang pada suatu sumur harus memenuhi delapan persyaratan utama, yaitu :

1. Mampu menahan beban *burst*
2. Mampu menahan beban *collapse*
3. Mampu menahan beban *tension*
4. Mampu menahan beban *tension* yang ditimbulkan oleh deviasi lubang bor
5. Tidak ada kebocoran pada sambungan-sambungan *Casing*
6. Mampu menahan beban *compression*
7. Mampu menahan beban puntiran (torsi)
8. Tidak mudah terkena korosi dan kerapuhan

Langkah pertama dalam desain *casing* adalah penentuan jenis kondisi yang dapat membuat masing-masing beban mencapai harga terbesar serta penentuan distribusi beban tersebut terhadap kedalaman. Dengan membuat masing-masing beban mencapai harga terbesar, maka akan diperoleh rangkaian *casing* paling kuat.

Metode grafis digunakan untuk memilih *casing* dengan grade, BN dan panjang yang cocok dan yang paling sering digunakan. Beban yang di tanggung oleh *casing* (*burst*, *collapse*, *tension*) disajikan dalam bentuk grafik tekanan vs kedalaman. Kekuatan *strength* minimal pada suatu *casing* section digambarkan sebagai garis vertikal yang paling cocok dan benar untuk beban suatu *Casing*. Langkah-langkah dalam perencanaan *casing* adalah sebagai berikut :

1. Tentukan atau perkirakan gaya dan tekanan yang diterima *casing*.
2. Pilih *casing* yang mempunyai kekuatan yang sedikit lebih besar dari pada gaya dan tekanan yang diterima *casing*.

Gaya-gaya dan tekanan yang diterima *Casing* adalah sebagai berikut :

1. *Tension load*
2. *External Pressure*
3. *Internal Pressure*
4. *Biaxial Stress*.

Apabila gaya-gaya dan tekanan-tekanan yang diterima *casing* melebihi kekuatannya, maka *casing* akan rusak. Kerusakan-kerusakan *casing* tersebut adalah sebagai berikut :

1. *Casing* putus
2. *Casing collapse*
3. *Casing Bursting*.

Untuk menghadapi gaya-gaya dan tekanan-tekanan yang diterima *casing*, *Casing* mempunyai kekuatan-kekuatan untuk menghadapinya. Kekuatan-kekuatan tersebut adalah sebagai berikut :

1. *Joint strength*
2. *Collapse resistance*
3. *Internal Pressure resistance*.

Mengingat biaya untuk rangkaian *casing* sangat mahal, rangkaian *casing* yang dipilih harus semurah mungkin. Jadi dalam perencanaan rangkaian *casing*, dipilih *casing* yang dapat menahan gaya-gaya dan tekanan-tekanan yang bekerja pada rangkaian *casing* dan semurah mungkin.

Langkah-langkah penggambaran desain *Casing Burst line* adalah :

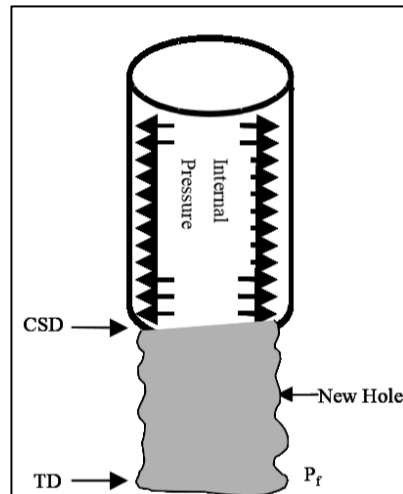
1. Membuat *Collapse load line*
2. Membuat *Burst load line*
3. Memilih *Casing* yang akan dipasang
4. Memeriksa beban tarikan (beban *tension*)
5. Memeriksa beban biaksial

3.1.3.4.1. Beban Tekanan

Beban tekanan pada *Casing* disebabkan oleh tekanan dari dalam *Casing* (*Internal Pressure*) dan tekanan dari luar *Casing* (*External Pressure*).

3.1.3.4.1.1. Internal Pressure

Internal Pressure adalah tekanan yang diterima *Casing* dari dalam *Casing*. Dalam perencanaan *Casing* dianggap bahwa *Internal Pressure* adalah tekanan formasi yang berasal dari trayek *Casing* berikutnya, disaat terjadi *kick*.



Gambar 3.4.
Internal Pressure
(Rabia, 2002)

Kekuatan yang dipunyai *Casing* untuk menahan *Internal Pressure* disebut dengan *Internal Pressure resistance*. Apabila *Internal Pressure* yang terjadi pada *Casing* lebih besar dari pada kekuatan *Casing* untuk menahannya, maka *Casing* akan pecah (gaya dari dalam ke luar) atau *Bursting*.

Perhitungan pertama yang dilakukan adalah menghitung tekanan *burst* dengan mempertimbangkan *Internal Pressure* dan *External Pressure* yang bekerja seperti berikut :

Tekanan *Burst* di permukaan :

$$(P_e \text{ @Surface} = 0 \text{ psi})$$

$$P_b \text{ @Surface} = P_i - P_e \text{ @surface} \dots\dots\dots (3-7)$$

$$P_i = P_f \text{ @D} - (G_g \times \text{CSD}) \dots\dots\dots (3-8)$$

Tekanan *Burst* pada kaki *Casing* :

$$P_b \text{ @Shoe} = P_i - P_e \text{ @depth} \dots\dots\dots (3-9)$$

$$P_e \text{ @depth} = G_{sw} \times \text{CSD} \dots\dots\dots (3-10)$$

Keterangan :

$$P_i = \text{Internal Pressure, psi}$$

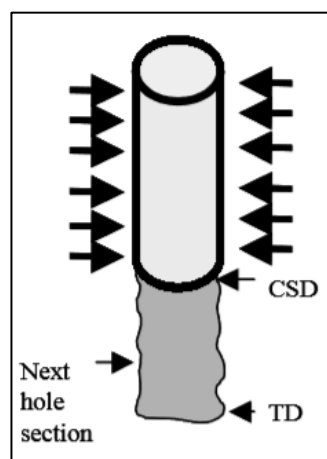
$$P_e = \text{External Pressure, psi}$$

Pf @D	= Tekanan Formasi, <i>psi</i>
CSD	= <i>Casing Setting Depth, ft</i>
Gg	= <i>Gradient Tekanan Gas, psi/ft</i>
Gsw	= <i>Gradient Tekanan Salt Water, psi/ft</i>

Tekanan *Burst* Maksimum berada pada kedalaman 0 ft yaitu di permukaan dikarenakan pada saat terjadi *kick* pembebanan yang paling besar berada pada BOP. Tekanan *burst* minimum berada pada kedalaman pemboran yang dituju yang bernilai selisih tekanan formasi dan tekanan gas *kick*

3.1.3.4.1.2. *External Pressure*

External Pressure adalah tekanan yang diterima *Casing* dari luar. Dalam desain *Casing*, *External Pressure* dianggap tekanan hidrostatik lumpur di luar rangkaian *Casing*, sehingga *External Pressure* terbesar dirasakan *Casing* di dasar lubang dan kondisi yang terburuk terjadi disaat *Casing* kosong atau tekanan di dalam *Casing* adalah nol. Pada kedalaman 0 ft atau di permukaan *External Pressure* adalah nol, karena tinggi kolom lumpur yang menekan *Casing* tidak ada.



Gambar 3.5.
External Pressure
(Rabia, 2002)

Bila *External Pressure* yang terjadi pada *Casing* lebih besar dari pada kekuatan *Casing* untuk menahannya, maka *Casing* akan tertekuk kedalam atau

Collapse. Agar *Casing Casing* tidak *Collapse*, *Casing* yang dipasang harus mempunyai *Collapse resistance* lebih besar dari *External Pressure*.

Hal pertama yang dilakukan dalam perhitungan *collapse load* adalah menghitung tekanan *Collapse* dengan mengasumsikan lubang bor kosong dikarenakan *kick* yang terjadi di kaki *Casing*, menggunakan rumus dibawah ini :

Beban *Collapse* di permukaan

(*External Pressure @Surface* = 0 psi, dikarenakan nilai ketinggian kolom lumpur di permukaan = 0 ft)

$$Pc@Surface = 0 \dots\dots\dots(3-11)$$

Apabila pada kedalaman *Top of liner*, maka persamaan diatas menjadi :

$$Pc@TOL = 0.052 \times \rho_m \times D_{TOL} \dots\dots\dots(3-12)$$

Beban *Collapse* pada kaki *Casing*

$$Pc@shoe = 0.052 \times \rho_m \times D \dots\dots\dots(3-13)$$

Desain tekanan *Collapse* di permukaan

$$CPD @Surface/TOL = Pc @Surface/TOL \times Safety factor \dots\dots\dots(3-14)$$

Desain tekanan *Collapse* pada kaki *Casing*

$$CPD @shoe = Pc @shoe \times Safety factor \dots\dots\dots(3-15)$$

Tekanan *collapse* maksimum berada pada kedalaman pemboran yang dituju. Dikarenakan tekanan *collapse* dipengaruhi oleh panjang kolom lumpur. Pada kondisi ini lubang bor diasumsikan mengalami *total loss circulation* sehingga tidak ada fluida didalam *Casing*. Tekanan *collapse* minimum berada pada kedalaman 0 ft.

3.1.3.4.2. Beban Berat Casing

Tension load (gaya tarikan) yang diderita oleh *Casing* adalah berat *Casing* yang menggantung di dalam lubang sumur. Makin panjang *Casing* maka *tension load* yang diderita *Casing* yang teratas makin besar. *Tension load* yang terbesar

dirasakan oleh rangkaian *Casing* yang paling atas, sehingga kemungkinan putus adalah pada *joint* teratas.

Pada saat *Casing* dimasukkan ke dalam sumur maka lumpur yang berada didalam lubang bor akan memberikan gaya keatas terhadap *Casing*, sehingga terdapat titik netral pada rangkaian *Casing* tersebut. Rangkaian *Casing* akan lebih ringan jika berada di dalam lumpur dibandingkan dengan rangkaian *Casing* di udara bebas.

Bagian yang tertipis dari suatu *Casing* adalah pada sambungan (*joint*), maka *tension load* disebut juga dengan *Joint load*. Kekuatan *Casing* untuk menahan *Joint load*, disebut dengan *joint strength*. *Casing* yang dipasang harus mempunyai *Joint Strength* yang lebih besar dari *tension load (Joint load)*, agar *Casing* tidak putus. *Casing* mempunyai kekuatan untuk menahan *Joint load*. Kekuatan ini disebut dengan *joint strength*. *Joint strength Casing* tergantung pada diameter *casing*, berat nominal atau berat *pounder casing*, jenis sambungan antar *casing*, dan jenis *grade* pada *casing*.

Apabila beban *tension* pada *Casing* telah melampaui minimum *yield strength*nya maka *Casing* akan mengalami deformasi permanen. Deformasi akan terjadi pada sambungan *Casing*, yaitu pada bagian ulir terakhir, karena luas penampang ulir pada bagian itu minimum.

Pada umumnya, pemboran tidak menghasilkan lubang yang benar-benar lurus, melainkan ada penyimpangan (*deviasi*). *Casing* yang dipasang pada lubang yang mengalami *deviasi* akan memperbesar beban *tension Casing* tersebut. Dalam perencanaan *Casing* untuk lubang yang mengalami *deviasi*, beban *tension* yang ditimbulkan pada *Casing* sekitar titik belok tersebut harus memperhitungkan setiap seksi yang dilewati dan ditempatkan pada titik belok tersebut. Pengaruh pembelokan lubang terhadap beban *tension* akan lebih besar khususnya pada *Casing* berdiameter besar daripada *Casing* berdiameter kecil.

Prosedur untuk menghitung beban *tension* adalah sebagai berikut :

Bouyancy factor

$$BF = 1 - (\rho_m/65,5) \dots\dots\dots (3-16)$$

Berat *Casing* di udara, lbs

$$W_a = L_s \times B_N \dots\dots\dots (3-17)$$

Berat *Casing* didalam lumpur, lbs

$$W_m \text{ (Tension load)} = L_s \times B_N \times B_F \dots\dots\dots (3-18)$$

Luas penampang *Casing*, inci²

$$A = \frac{1}{4} \times 3,14 \times (OD^2 - ID^2) \dots\dots\dots (3-19)$$

Berat maksimum yang mampu ditahan *Casing*, lbs

$$W_{max} = F_j / N_j \dots\dots\dots (3-20)$$

Berat maksimum yang mampu ditahan *Casing* akibat adanya deviasi lubang, lbs

$$W_{max} = (F_j \times \cos \alpha / N_j) \dots\dots\dots (3-21)$$

Panjang maksimum yang mampu ditahan *Casing*, ft

$$L_{max} = W_{max} / B_N \dots\dots\dots (3-22)$$

Panjang maksimum yang mampu ditahan *Casing* akibat kombinasi *Casing*, ft

$$L_{max} = W_{max} - \text{Tension load total} / B_N \dots\dots\dots (3-23)$$

Keterangan :

OD : Diameter luar, inch

ID : Diameter dalam, inch

L : Panjang *Casing*, ft

ρ_m : Densitas lumpur, ppg

B_F : *Bouyancy factor*

A : Luas penampang dinding *Casing*, inch²

T : Beban *tension*, lbs

B_N : Berat nominal *Casing*, lb/ft

F_j : *Joint strength Casing*, lbs

N_j : *Safety factor* untuk mencegah *Casing* putus

65,5 : Densitas besi/baja, ppg.

Jika dalam trayek pemboron terdiri dari beberapa *section*, maka untuk perhitungan beban *tension* adalah sebagai berikut :

Section 1:

$$Wm_1 = BF_1 \cdot L_1 \cdot W_1 = \left[1 - \frac{\rho m}{65,5} \right] L_1 \cdot w_1 \dots\dots\dots (3-24)$$

Section 2:

$$Wm_2 = \left(1 - \frac{\rho m}{65,5} \right) L_2 \cdot w_2 + Wm_1 \dots\dots\dots (3-25)$$

Section 3:

$$Wm_3 = \left(1 - \frac{\rho m}{65,5} \right) L_3 \cdot w_3 + Wm_2 \dots\dots\dots (3-26)$$

Jadi beban *tension* di permukaan:

$$Ts = Wm_1 + Wm_2 + Wm_3 \dots\dots\dots (3-27)$$

$$Ts = Ts_1 + Ts_2 + Ts_3 \dots\dots\dots (3-28)$$

Keterangan :

Wm : Berat *Casing* dalam lumpur, lbs

w/BN : Unit berat *Casing*, lbs/ft

Persamaan *Bowers* untuk menentukan besarnya beban *tension* akibat deviasi lubang.

$$BL = 218 \times de \times \Phi \times A \dots\dots\dots (3-29)$$

Keterangan :

BL : Beban *tension* akibat deviasi lubang, lbs

de : *Diameter Casing*, inch

Φ : Perubahan sudut, $^{\circ}/100 \text{ ft}$.

Harga perubahan sudut dapat diperoleh dari *survey* dengan menganggap deviasi terjadi pada satu arah, maka :

$$\Phi = \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{D_1 - D_2} \times 100 \dots\dots\dots(3-30)$$

Keterangan :

α_1 & D_1 : Hasil pengukuran survey ke satu

α : Deviasi sudut, $^{\circ}$

D : Kedalaman, *ft.*

Beban *tension* akibat dari deviasi lubang harus ditambahkan pada setiap seksi *Casing* yang melewatinya dan seksi *Casing* yang ditempatkan tepat pada kedalaman lubang dimana terjadi deviasi.

$$W_t = W_m + BL \dots\dots\dots(3-31)$$

Keterangan :

W_t : Beban *tension total* plus deviasi lubang, lbs

W_m : Beban *tension load* dalam lumpur, lbs

3.1.3.4.3. *Biaxial Load*

Adanya berbagai pembebanan pada *Casing* memungkinkan *Casing* menerima dua gaya yang bekerja secara bersamaan (*biaxial*). Beban *Burst* atau *collapse* terjadi serentak dengan beban *tension*. Kombinasi dan pengaruh gaya-gaya ini pada *Casing* ditunjukkan pada *kurva ellips*. Misalkan terdapat suatu rangkaian *Casing* dengan *Burst* dan *collapse rating* tertentu dan berada dalam lubang bor yang berisi lumpur, pada *casing* bagian atas beban *tension* akan menyebabkan kenaikan *burst rating* dan penurunan *collapse rating*, sedangkan pada *Casing* bagian bawah beban *compression* akan menyebabkan penurunan *burst rating* dan kenaikan *collapse rating*.

Perencanaan ini diuji mengikuti urutan terhadap beban *burst*, beban *collapse*, beban *tension*, dan terakhir beban *biaxial*. Apabila ada salah satu langkah pengujian dari tiga beban diatas yang tidak dapat dipenuhi maka desain harus diulang dari beban *Burst* dan selanjutnya kembali seperti langkah semula diuji terhadap beban *collapse*, *tension*, dan beban *biaxial* hingga terpenuhi semuanya.

Untuk menghitung besarnya penurunan *collapse resistance* suatu *Casing* pada beban *tension* tertentu dapat ditempuh dengan cara sebagai berikut :

Faktor beban *axial*

$$X = (\text{Beban } Tension / \text{Pipe body yield strength}) \dots\dots\dots (3-32)$$

Memasukkan harga X ke dalam grafik *biaxial stress* atau menghitung harga faktor *Collapse strength* (Y) dengan persamaan :

$$Y = \pm\sqrt{1-0.75X^2} - 0.5X \dots\dots\dots (3-33)$$

Keterangan :

X = Faktor Beban *Axial*

Y = Faktor *Collapse/Burst Strength*

Collapse resistance dan *Burst resistance* hasil koreksi terhadap beban *tension* dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

$$CRC = (Y) \times MCR \dots\dots\dots (3-34)$$

$$BRC = (Y) \times IYP \dots\dots\dots (3-35)$$

Keterangan :

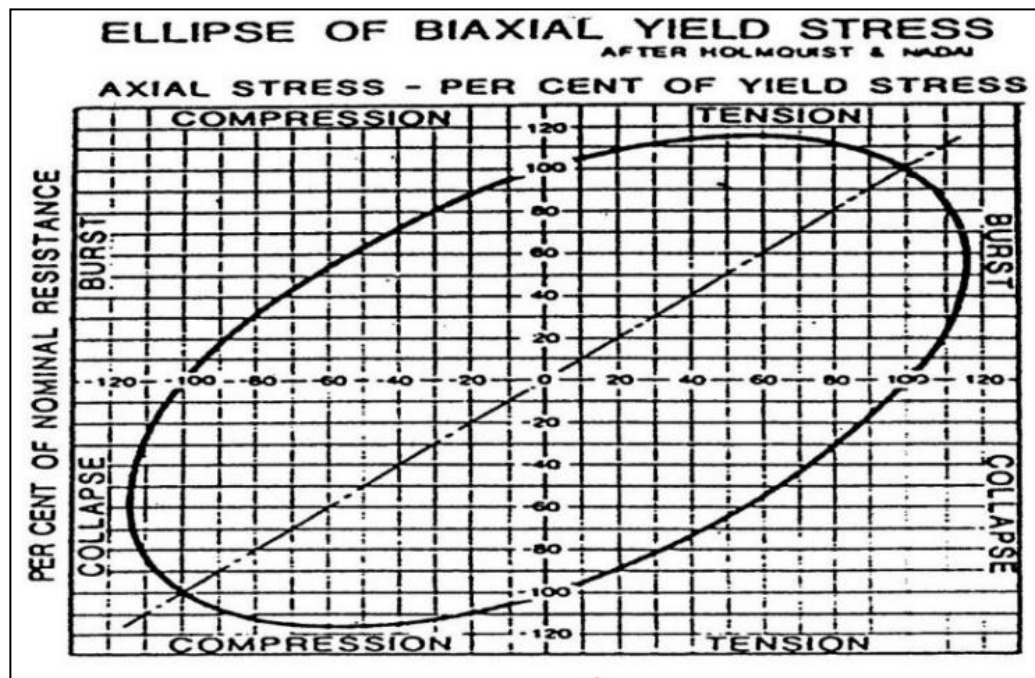
CRC = *Collapse Resistance Correction*, psi

BRC = *Burst Resistance Correction*, psi\

Y = Faktor *Collapse/Burst Strength*

MCR = *Maximum Collapse Resistance*, psi

IYP = *Internal Yield Pressure*, psi



Gambar 3.6.
Analisa Biaxial Stress
 (Adams, 1985)

3.1.5. Penentuan *Casing Setting Depth*

Penempatan kedalaman pada *Casing* harus mempertimbangkan litologi dari formasi yang ditembus. Penempatan *Casing shoe* haruslah pada formasi yang kuat agar dapat menyangga berat *Casing* supaya formasi tidak pecah. Penentuan berdasarkan litologi juga dikarenakan zona-zona yang dapat menimbulkan masalah pemboran sehingga dipasang *Casing* agar meminimalisir masalah-masalah pemboran. Jika penempatan *Casing* tidak tepat pada kedalaman yang seharusnya, akan terjadi masalah-masalah yang akan menghambat kegiatan pemboran. Penentuan kedalaman penempatan *Casing* dilakukan dengan perhitungan terhadap data-data tekanan formasi, tekanan lumpur yang digunakan, dan tekanan rekah formasi.

3.1.5.1. Kriteria Perencanaan *Casing Setting Depth*

Pada perencanaan *Casing setting depth* terdapat beberapa kriteria perencanaan yang mengandung faktor-faktor keselamatan yang harus dimasukkan dalam perencanaan *setting depth Casing*. Kriteria tersebut adalah sebagai berikut :

1. *Swab factor (trip margin)*, yang dinyatakan dalam *ppg equivalent mud weight* (EMW), menunjukkan sejumlah berat lumpur yang harus ditambahkan untuk mengimbangi besarnya tekanan formasi untuk menghindari terjadinya *swabbing effect* pada saat pencabutan *drill string*.
2. *Surge Factor*, merupakan sejumlah minimum berat lumpur yang perlu ditambahkan pada gradien rekah pada kaki *Casing* untuk mengimbangi berat lumpur di sumur dan untuk menghindari pecahnya formasi saat dilakukan *running Casing*.
3. *Safety Factor*, merupakan tambahan sejumlah lumpur pada gradient rekah minimum pada *surge factor* untuk memberikan harga yang memadai pada saat prosedur operasional dilakukan.
4. *Kick Load*, menunjukkan sejumlah tambahan berat lumpur yang diperlukan untuk mengimbangi dan menanggulangi densitas *kisk* pada formasi.
5. *Allowable differential Pressure* pada zona subnormal, menunjukkan maksimum perbedaan tekanan yang diperbolehkan pada kondisi *open hole* dan selalu dibandingkan dengan kondisi actual zona subnormal.
6. *Allowable differential Pressure* pada zona abnormal, menunjukkan maksimum perbedaan tekanan yang diperbolehkan pada kondisi *open hole* dan selalu dibandingkan dengan kondisi actual zona abnormal.

3.1.5.2. Langkah-Langkah Penentuan *Casing Setting Depth*

Pada penentuan *Casing setting depth*, harus mempertimbangkan litologi dari formasi yang akan ditembus. *Casing* harus ditempatkan pada formasi yang kuat dan kompak, sehingga *Casing* dapat menahan tekanan dan pembebanan yang akan terjadi. Hal ini juga akan menjadi faktor keamanan pada saat proses pemboran maupun pada saat proses produksi berlangsung. Penentuan *Casing setting depth* mempertimbangkan kondisi tekanan formasi, tekanan rekah dan beberapa kemungkinan yang terjadi yang dihadapi selama operasi pemboran. Metoda ini berlaku untuk *setting depth Surface Casing* dan *Intermediate Casing*, karena kedua tipe *Casing* ini merupakan bagian yang sangat penting sebagai pelindung selama

pemboran berlangsung. Langkah-langkah dalam penentuan *Casing setting depth* adalah sebagai berikut :

1. Tabelkan data-data *gradient pore Pressure* (GPp) terhadap kedalaman
2. Cari harga *gradient pore Pressure* (GPp) dengan ditambahkan *safety* 0,5 ppg
3. Tabelkan data-data *gradient fracture Pressure* (Gf) terhadap kedalaman
4. Cari harga *gradient fracture Pressure* (Gf) dengan dikurangi *safety* 0,5 ppg
5. Tabelkan data-data densitas lumpur (ρ_m) yang diinginkan.
6. Plot semua data yang ditabelkan kedalam grafik kartesian

3.1.5.2.1. Conductor Casing

Perencanaan penempatan *conductor Casing* didasarkan pada kebijaksanaan pemerintah, dimana yang salah satunya adalah air tanah disekitar daerah pemboran supaya tidak tercemar akibat operasi pemboran tersebut. Selain itu juga *conductor Casing* dipasang dengan mempertimbangkan keadaan formasi sekitarnya. Contoh apabila daerah tersebut berupa rawa maka penempatan *conductor Casing* ini harus dipasang dibawah kedalaman air tanah di daerah tersebut, begitu juga untuk pemboran di laut. Pemasangan *conductor Casing* ini mulai dari permukaan sampai beberapa meter dari dasar laut. Adapun fungsi utama *conductor Casing* ini adalah mencegah kontaminasi lumpur pemboran dengan air tanah permukaan, melengkapi sistem pengaliran lumpur untuk trayek berikutnya dan menutupi formasi permukaan yang mudah runtuh.

3.1.5.2.2. Surface Casing

Penentuan penempatan *Surface Casing* tergantung dari dari peraturan pemerintah setempat yang menetapkan kedalaman pemasangan minimum (seperti yang dikeluarkan oleh SWB : *State Water Board USA*), praktek rutin di lapangan, kondisi geologi dan problem selama pemboran berlangsung. *Surface Casing setting depth* didasarkan dari fungsinya untuk menahan tekanan bila terjadi *kick* pada kedalaman pemboran berikutnya, karena *Surface Casing* akan menerima beban terbesar.

Tabel III-1
Letak Kedalaman Casing oleh SWB USA
(Rubiandini, Teknik Pemboran, 2010)

<i>Well Depth, ft</i>	<i>Surface Casing Depth, ft</i>	
	<i>Minimum</i>	<i>Maximum</i>
0 – 7000	1500	2500
7000 – 9000	1750	3000
9000 – 11000	2250	3500
11000 – 13000	3000	4000
13000 – Below	3500	4500

3.1.5.2.3. Intermediate Casing

Pada pemboran sumur-sumur yang menghadapi zona-zona yang mempunyai tekanan tidak terlalu besar, bila terjadi *kick* tidak harus dipasang *Intermediate Casing* bila formasinya cukup kuat dan semuanya ini kadang-kadang tergantung dari *operator*. Pada pemboran yang menghadapi formasi yang bertekanan abnormal tinggi, penentuan *setting depth Casing* diutamakan untuk melindungi formasi-formasi yang lemah bila terjadi *kick*. Pada pemboran formasi abnormal tinggi, pemasangan *Intermediate Casing* lebih diutamakan untuk melindungi formasi yang lemah, dengan demikian prosedur penentuan *setting depth* dimulai dari kedalaman target ke arah permukaan (*bottom to top*) agar tidak mengulangi prosedur.

3.1.5.2.4. Production Casing

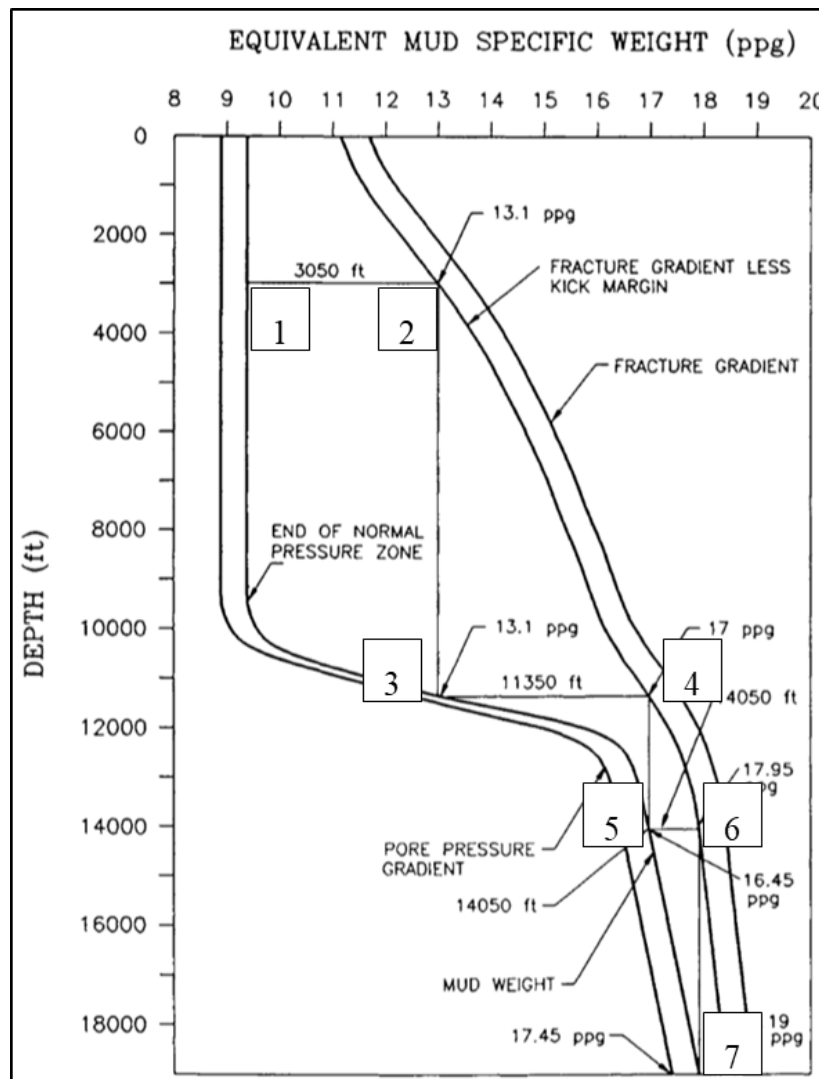
Perencanaan penempatan *Production Casing* sangat dipengaruhi oleh kedalaman lapisan produktif, batuan penyusun lapisan produktif dan tenaga pendorong dari reservoir, sehingga digunakan *open hole completion* atau *cased hole*. Untuk batuan yang kompak, *open hole completion* lebih efektif digunakan. Sedangkan penempatan *Production Casing* pada kompleks seperti ini di *setting* sampai kedalaman diatas lapisan produktif. Bila batuan lapisan produktif tidak kompak, maka *cased hole completion* lebih baik digunakan. *Production Casing* dipasang sampai dasar lapisan produktif yang kemudian di perforasi pada

kedalaman zona produktif ini agar tidak terjadi terproduksinya pasir secara berlebihan dan juga untuk menghindari *water coning* atau *gas coning*. Pada sumur injeksi air atau steam, *Casing* terakhir ini berfungsi sebagai penampung air atau steam sebelum dimasukkan ke dalam reservoir. Jenis *Casing* ini dipasang menutupi seluruh zona interest.

3.1.5.2.5. Liner

Letak penempatan terdalam ditentukan berdasarkan desain gradien formasi pada kedalaman terdalam. Dari desain gradien rekah, tentukan tekanan ekuivalen formasi setelah dikurangi *swab*, *surge* dan *safety factor*. Berdasarkan tekanan ekuivalen formasi, letak kedalaman tekanan ini merupakan *setting depth liner* terdalam sementara.

Evaluasi berikutnya adalah apakah pemboran selanjutnya sampai letak liner terdalam yang diinginkan dan apakah *Intermediate Casing* mampu menahan kick pada kedalaman tersebut. Untuk itu dengan mengubah-ubah harga letak liner terdalam (dimana terjadi *kick*) sampai harga berat lumpur ekuivalen pada kedalaman *Intermediate Casing* 0,2 - 0,4 ppg lebih kecil dari gradien rekah pada kedalaman *Intermediate Casing* tersebut.



Gambar 3.7.
Casing Setting Depth
 (Rahman & Chilingarian, 1995)

Prosedur untuk menentukan *Casing point* adalah menggunakan metode *top to bottom* dengan urutan sebagai berikut :

1. Menentukan gradient lumpur yang akan di pakai pada *conductor Casing*, setelah itu menarik gradien tekanan lumpur secara vertikal hingga kedalaman yang di tentukan (*point 1*) 40 – 500 ft. Setelah itu di tabrakan pada garis *pore Pressure margin*. Lalu menarik secara horizontal sampai *fracture Pressure margin (Point 2)*.

2. Menentukan *Casing point* pada *Surface Casing* meneruskan garis pada (*point 2*) ditarik secara horizontal sampai menyentuh *pore Pressure margin* (*point 3*) sehingga di dapatkan *Casing point* dan panjang *Casing*.
3. Menentukan *Casing point* pada *Intermediate Casing* meneruskan garis pada (*point 3*), di tarik garis secara horizontal sampai menyentuh *fracture Pressure margin* (*point 4*) setelah itu ditarik lagi secara horizontal sampai menyentuh *pore Pressure margin* (*point 5*).
4. Menentukan *Casing point* pada *Production Casing* dengan menarik garis pada *point 5* secara horizontal sampai menyentuh *fracture Pressure margin* (*point 6*) lalu menarik garis secara vertikal sampai kedalaman lapisan produktif (*point 7*).

3.1.6. *Hole Geometry*

Pemilihan *bit* dan ukuran *Casing* dapat berbeda antar sumur yang akan ditinggalkan sebelum dilakukan kompleksi dan sumur yang mempertimbangkan aspek ekonomi dan keteknikan. Pemilihan ukuran yang tidak tepat dapat menyebabkan lubang sumur sangat kecil sehingga sumur harus ditinggalkan karena masalah pengeboran atau kompleksi.

Program *Casing* secara umum yang digunakan berukuran secara berurutan : 13.375"; 10.75"; 9.625"; 7.625"; 7"; 5.5" atau 5". Penyimpangan dari program di atas disebabkan karena pemboran yang dalam atau bila menghadapi tekanan yang tinggi. Penyimpangan desain sering disebabkan oleh :

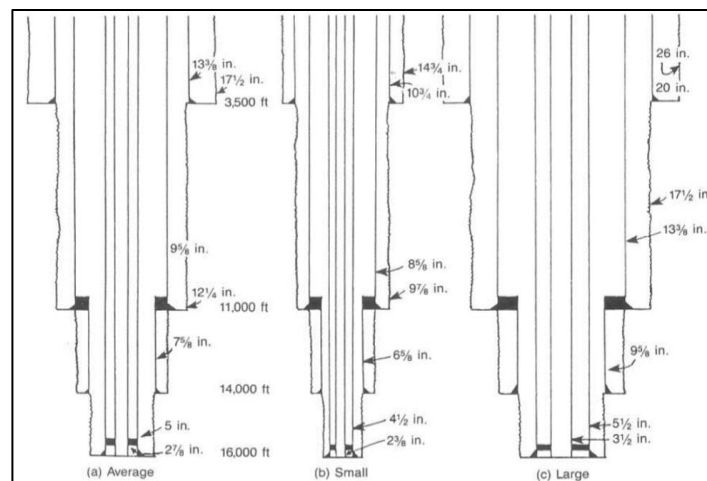
1. Laju produksi yang tinggi membutuhkan rangkaian *tubing* yang besar.
2. Problem pemboran sehingga digunakan *Intermediate string* dan satu atau beberapa *liner*.
3. Rangkaian *Intermediate* yang terlalu dalam menyebabkan masalah desain *tension* sehingga menggunakan pipa yang tebal untuk mengontrol beban *burst* atau *collapse*.
4. Batasan *rig* selama running rangkaian pipa yang berat.

3.1.6.1. Pendekatan *Top to Bottom*

Prioritas yang diutamakan didalam perencanaan ukuran lubang sumur adalah desain yang memenuhi secara ekonomis dan teknis. Pada formasi yang memiliki *Pressure window* sempit, akan sulit melakukan pendekatan menggunakan *bottom to top* dan jika dilakukan akan mendapatkan jumlah trayek yang lebih banyak dari pada *top to bottom*.

3.1.6.2. Pemilihan Ukuran *Flow String*

Pemilihan *flow string* harus mempertimbangkan kemampuan fluida reservoir untuk diproduksi ke permukaan. Pemilihan pipa yang kecil akan menghambat laju aliran fluida dikarenakan adanya gaya gesek yang tinggi. Oleh karena itu, *flow string* yang berdiameter besar lebih disarankan karena mempertimbangkan laju alir.



Gambar 3.8
Tiga Kombinasi Ukuran Lubang Bor
(Adams, 1985)

Terdapat beberapa jenis ukuran lubang bor. Jika ukuran kecil akan mengalami gaya gesek yang tinggi sehingga harus mempertimbangkan faktor tersebut. Untuk lubang bor yang besar dapat menyebabkan tekanan formasi tidak dapat mengangkat fluida sampai ke permukaan. Sehingga pemilihan ukuran *bit* dan *Casing* harus di perhitungkan untuk faktor produksi.

3.1.6.3. Perencanaan Dalam Mengatasi Masalah

Variasi kondisi geologi akan menjadi salah satu hambatan dalam operasi pemboran. Jika operasi pemboran menembus patahan yang bertekanan tinggi, penggunaan *liner* lebih baik dari pada penggunaan *Intermediate Casing*. *Hole geometry* ditentukan untuk menambah rangkaian *Casing* jika dibutuhkan sesuai dengan kondisi geologi lapangan.

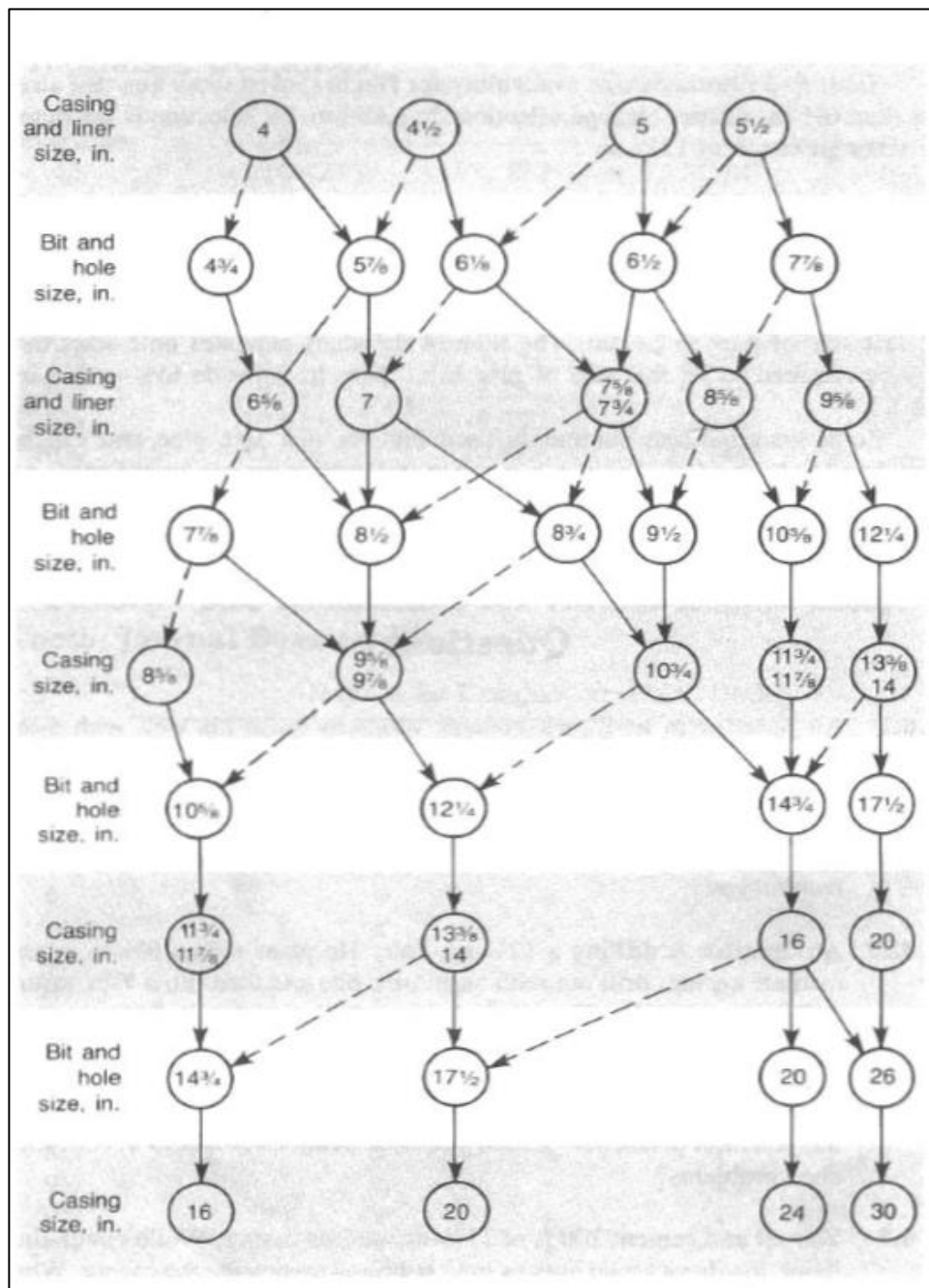
3.1.6.4. Pemilihan Ukuran *Casing* dan *Bit*

Banyak masalah pada pemilihan ukuran yang saling terkait. Pemilihan ukuran harus dipertimbangkan sebelum *hole geometry* dibuat. Masalah utamanya terkait dengan ukuran *Casing* dan pertimbangan diameter luar dan dalam *Casing*, diameter *coupling* dan ukuran *bit*.

Diameter luar *Casing* (OD) mempunyai banyak ukuran yang mana *drift* diameter pasti lebih kecil dari diameter dalam *Casing* (ID) dan merupakan control pemilihan bit untuk trayek pemboran setelahnya. Pemilihan *hole geometry* dengan metode *top to bottom* dapat dimulai dari *drift* diameter *Casing* sebagai kriteria control.

Pemilihan *coupling* secara umum direncanakan sesuai dengan *burst load*, *collapse load* dan *tension load*. Pemilihan diameter *coupling* yang tergantung dari diameter luar *Casing* (OD). API *coupling* normalnya 1" lebih besar pada *Casing* dengan ukuran diatas 7 5/8".

Ukuran bit tergantung dari ukuran *Casing* yang digunakan. Ukuran bit mempunyai banyak pilihan ukuran. Pemilihan bit akan menjadi sulit untuk ukuran bit yang kecil yaitu dibawah 6 1/2". Penentuan berdasarkan skema pemilihan ukuran *bit* dan *casing* dilakukan dengan menentukan ukuran *Casing* atau *liner* untuk ukuran pipa terakhir yang akan dipasang.



Gambar 3.9
Pemilihan Ukuran Bit & Casing
 (Adams, 1985)

3.1.7. Spesifikasi Casing dan Kekuatan Casing

Spesifikasi Casing dipengaruhi oleh *grade Casing*, jenis ulir, diameter dan *nominal weight*. Semua faktor tersebut mempengaruhi kekuatan Casing yaitu *Internal yield Pressure*, *maximum collapse resistance* dan *joint strength*.

3.1.7.1. Diameter

Terdapat 3 jenis diameter pada *Casing* dalam perencanaan sebuah program *Casing*, yaitu *Outer diameter*, *inner diameter* dan *drift diameter*. *Drift diameter* adalah diameter maksimum suatu benda yang dapat dimasukkan ke dalam *Casing*. Setiap diameter mempunyai toleransi yang berbeda-beda tergantung pada API *Specification 5CT* (1992).

Tabel III-2
API Manufacturing Tolerance Outer Diameter
(Rahman & Chilingarian, 1995)

Outside diameter (in.)	Tolerances (in.)	
1.05 - 3 $\frac{1}{2}$	+ $\frac{3}{32}$	- $\frac{1}{32}$
4 - 5	+ $\frac{7}{64}$	- 0.75 % OD
5 $\frac{1}{2}$ - 8 $\frac{5}{8}$	+ $\frac{1}{8}$	- 0.75 % OD
$\geq 9\frac{5}{8}$	+ $\frac{5}{32}$	- 0.75 % OD

Tabel III-3
API Manufacturing Tolerance Drift Diameter
(Rahman & Chilingarian, 1995)

Casing and liner (in.)	Length (in.)	Diameter (ID) (in.)
$\leq 8\frac{5}{8}$	6	ID - $\frac{1}{8}$
9 $\frac{5}{8}$ - 13 $\frac{3}{8}$	12	ID - $\frac{5}{32}$
≥ 16	12	ID - $\frac{3}{16}$

Pada Tabel III-2 menunjukkan presentase penurunan *outside diameter* yang didapatkan dari berbagai ukuran *Casing*. Pada Tabel III-3 menunjukkan *drift diameter* pada berbagai ukuran *Casing*. Pengukuran OD maupun ID diukur dari *body Casing* itu sendiri, bukan dari sambungan *Casing* maupun couplingnya.

3.1.7.2. Berat Casing

Berat *Casing* dibagi menjadi *nominal weight*, *plain end weight* dan *threaded and coupled weight*. *Nominal weight* merupakan berat rata-rata dari serangkaian

Casing beserta ulir (*thread*) dan *coupling*nya per satuan panjang. *plain end* yaitu berat dari *Casing* tiap *foot* tanpa memperhitungkan pemotongan *thread* maupun penambahan *coupling*nya. *threaded and coupled weight*. Adalah berat dari Berta *Casing* biasanya menggunakan satuan lb/ft. Toleransi API untuk berat *Casing* adalah +6.5% dan -3.5%.

Berat *Casing* dapat dihitung menggunakan persamaan :

$$W = L \times BN \dots\dots\dots(3-36)$$

Keterangan :

W = Berat *Casing*, lbs

L = Panjang *Casing*, ft

BN = Berat nominal *Casing* , lbs/ft.

3.1.7.3. *Grade*

Grade dari suatu *Casing* berhubungan langsung dengan *tensile strength* dari besi pembuat *Casing* tersebut. *Grade Casing* dinyatakan sebagai kode huruf dan angka pada *Casing* seperti N-80. Kekuatan *Casing Standard API* dapat dilihat pada gambar 3.10, akan tetapi ada juga yang tidak mengikuti standar API tersebut. Pada standar API, sebagai contoh *grade H-40* mempunyai *minimum yield strength* 40.000 psi dan L-80 mempunyai *minimum yield strength* sebesar 80.000 psi. Tidak demikian pada standar Non-API, sebagai contoh S-80 mempunyai *minimum yield strength* sebesar 53.000 psi.

API Grade	Yield Strength (psi)		Minimum Ultimate Tensile Strength (psi)	Minimum Elongation * (%)
	Minimum	Maximum		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	14.0

Gambar 3.10
Kekuatan Casing Berdasarkan API Grade
(Rahman & Chilingarian, 1995)

Huruf pada *grade Casing* menandakan bahan yang digunakan untuk pembuatan *Casing* mencakup kekuatan dan ketahanan *Casing* tersebut dari korosi ataupun gas yang terdapat pada formasi. Angka pada *grade Casing* menandakan *minimum body yield strength* pada *Casing* tersebut. *Minimum body yield strength* didefinisikan sebagai besarnya beban *tension* minimum agar terjadi penguluran 0,5% panjang pipa kecuali P-110 sebesar 0,65% panjang pipa.

3.1.7.4. Range Length

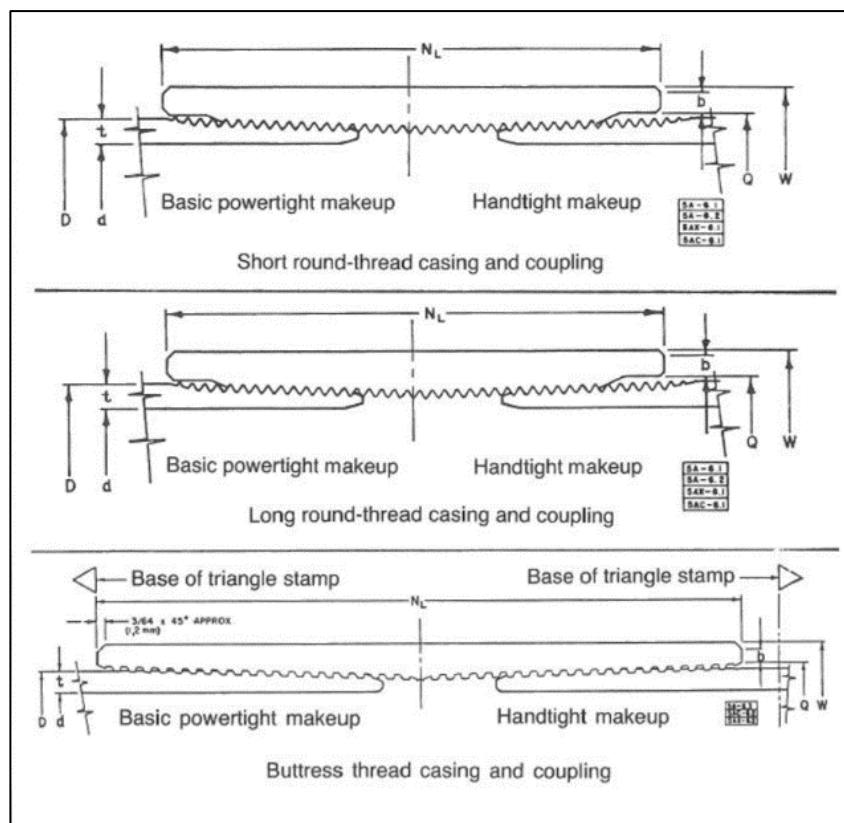
Range Casing adalah panjang *Casing* yang diukur dari ujung *coupling* hingga ujung *thread* atau merupakan panjang *Casing* bersama *coupling*nya (L). Jenis panjang dari suatu *Casing* dibagi menjadi 3 jenis yaitu R1, R2 dan R3. Pada umumnya *Casing* menggunakan R3 untuk mengurangi jumlah sambungan pada rangkaian *Casing*, untuk meminimalisir *joint failure* pada rangkainan. Rangkain R3 juga mudah untuk dirangkai pada beberapa lapangan karenan mempunyai *single joint*.

Range	Length (ft)	Average length (ft)
1	16 - 25	22
2	25 - 34	31
3	over 34	42

Gambar 3.11
Standart API Panjang Casing
(Rahman & Chilingarian, 1995)

3.1.7.5. Tipe Sambungan

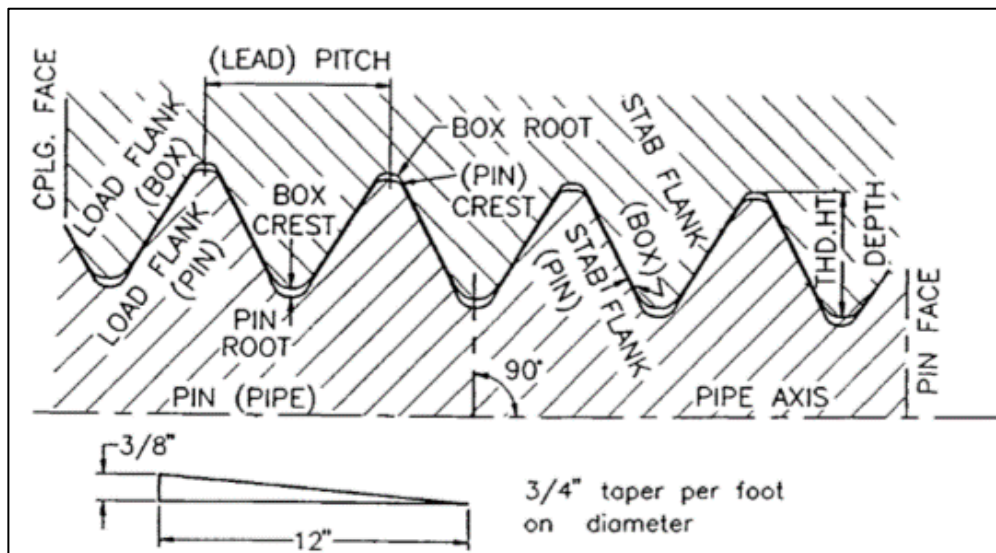
Pada penyambungan *Casing* menggunakan ulir sebagai media penyambung setiap *joint Casing*. Terdapat beberapa tipe sambungan atau spesifikasi untuk jenis ulir yang digunakan pada pemasangan *Casing*, yaitu *Round Thread and Coupling* (RTC), *Buttress Thread and Coupling* (BTC) dan *Extreme Line Casing* (ELC).



Gambar 3.12
Tipe Sambungan Casing
(Adams, 1985)

3.1.7.5.1. RTC (*Round Thread Coupling*)

RTC mempunyai bentuk V dengan sudut 60° dengan ujung ulir sampai ujung *Casing* terpotong terbentuk radius tertentu. Ketika ujung ulir bertemu ujung lainnya maka akan terdapat jarak antar keduanya sekitar 0.003 inci. Terdapat 2 jenis RTC yang biasa digunakan, yaitu *Short Thread Coupling (STC)* dan *Long Thread Coupling (LTC)*. LTC memiliki *joint strength* yang lebih baik dari pada STC.



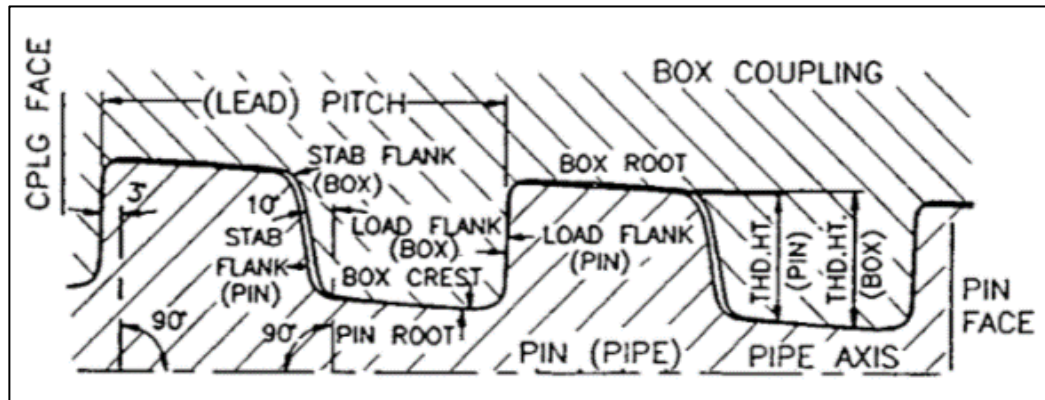
Gambar 3.13

Round Thread Coupling (RTC)

(Rahman & Chilingarian, 1995)

3.1.7.5.2. BTC (*Buttress Thread Coupling*)

BTC (*Buttress Thread Coupling*) memiliki Sambungan yang panjang dan berbentuk kotak membuat jenis ini memiliki tahanan yang lebih besar untuk *axial load* dari pada tipe RTC. Lima ulir di potong menajdi satu inci pada satu diameter pipa dengan taper $\frac{3}{4}$ in/ft untuk *Casing* dengan ukuran diatas $7 \frac{5}{8}$ " dan 1 in/ft untuk ukuran 16 " atau lebih besar.



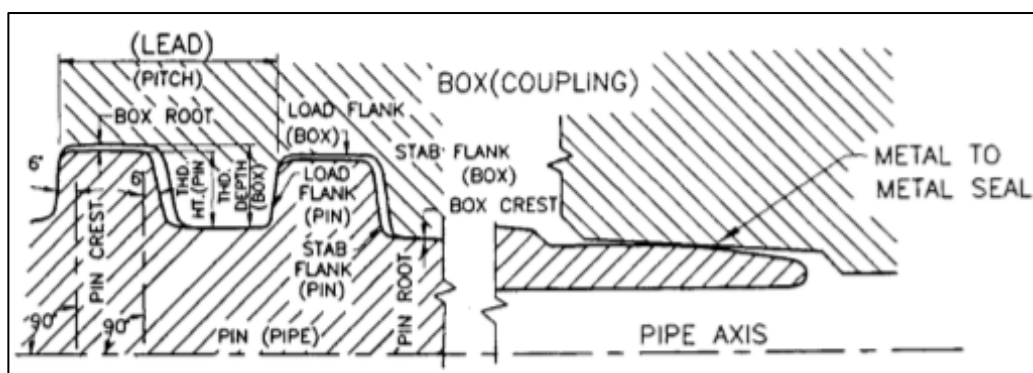
Gambar 3.14

Buttress Thread Coupling (BTC)

(Rahman & Chilingarian, 1995)

3.1.7.5.3. *Extreme-Line Thread Coupling*

Extreme-Line Thread Coupling berbeda dengan RTC maupun BTC karena menggunakan sambungan yang sudah terpasang pada badan *Casing*. Konektor yang sudah terpasang pada badan *Casing* meminimalisir ketebalan pada pipa saat pemasangan pada sambungan. Bentuk dari sambungan adalah *trapezoidal* dengan tambahan *metal seal* yang ada pada ujung sambungan. pada *Extreme-Line Thread Coupling* terapat 6 sambungan per-inch yang dipotong dengan ukuran 5 inch hingga 7 5/8 inch dengan *taper* 1 1/2"/ft dan 5 sambungan per inch yang dipotong dengan pipa ukuran 8 5/8 inch sampai 10 3/8 inch dengan *taper* 1 1/4"/ft.



Gambar 3.15

Extreme-Line Thread Coupling

(Rahman & Chilingarian, 1995)

3.1.7.6. Internal Yield Pressure

Internal Yield Pressure adalah Kekuatan *Casing* terhadap tekanan dari dalam yang dinyatakan "*Burst*". *Burst* sendiri menyatakan tekanan yang memungkinkan *Casing* mulai berubah membesar.

3.1.7.7. Maximum Collapse Resistance

Maximum Collapse Resistance adalah Kekuatan *Casing* terhadap tekanan dari luar yang biasa dinyatakan sebagai "*Collapse*" lebih sulit dan rumit dibandingkan dengan "*Burst*". API telah menyampaikan ada 4 jenis *collapse* yang potensi terjadinya sangat tergantung dari perbandingan antara diameter terhadap ketebalan *Casing* (OD/t) dan grade dari *Casing* tentunya. 4 Jenis *collapse* menurut API adalah :

1. Yield *collapse*, terjadi pada pipa tebal.
2. Plastic *collapse*.
3. Transition *collapse*.
4. Elastic *collapse*, terjadi pada pipa tipis

3.1.7.8. Joint Strength

Joint strength adalah Kekuatan *Casing* terhadap sambungan pada *Casing* untuk menahan bebas *tension*. Beban *tension* sendiri menyatakan berat yang *Casing* yang ada dibawah sambungan *Casing*.

3.1.7.9. Safety factor

Safety Factor merupakan angka yang menunjukkan tingkat keselamatan yang bertujuan untuk mencegah kerusakan *Casing* akibat adanya gaya-gaya atau beban yang bekerja berlebihan pada *Casing*. Angka keselamatan dikalikan dengan gaya yang bekerja tetapi dengan resistancenya dibagi. Menurut *Hills*, angka keselamatan dipilih sesuai dengan empat faktor utama yaitu :

1. Ketelitian daripada *strength* data yang digunakan untuk desain. Makin tepat harga minimumnya, maka *Safety factor* cukup kecil saja.

2. Ketelitian daripada asumsi yang digunakan untuk pembebanan. Makin besar asumsi pembebanan dengan harga maksimum yang terjadi sebenarnya, makin kecil *Safety factor*-nya.
3. Perbandingan antara kondisi-kondisi testing dengan yang sebenarnya. Jika praktek sebenarnya memberikan beban yang sama, tipenya dengan yang ditest, maka *Safety factor*-nya boleh kecil.
4. Akibat yang ditimbulkan jika terjadi kegagalan. Jika gagal, dapat menimbulkan bahaya bagi pekerja dan kerugian ekonominya, maka *Safety factor* harus dibuat besar.

Tabel III - 4
Rekomendasi *Safety Factor*
(Rabia, 2002)

<i>Burst</i>	<i>Collapse</i>	<i>Tension</i>
1.1 – 1.25	1.0 – 1.1	1.3 – 1.8

Menentukan *Safety factor* masing-masing gaya adalah dengan persamaan:

$$SF_{Ni} = \frac{\text{Internal Pressure Resistance}}{\text{Burst Pressure}} \dots\dots\dots (3-37)$$

$$SF_{Nc} = \frac{\text{Collapse Resistance}}{\text{External Pressure}} \dots\dots\dots (3-38)$$

$$SF_{Nj} = \frac{\text{Joint Strength}}{\text{Beban Tension}} \dots\dots\dots (3-39)$$

Keterangan :

SF_{Ni} = *Safety factor Internal Pressure*

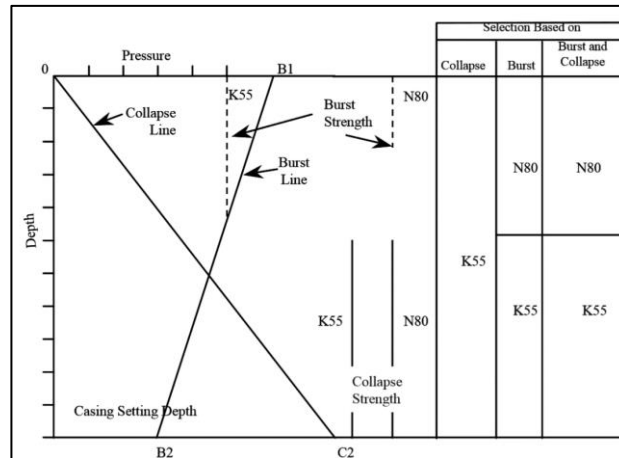
SF_{Nc} = *Safety factor collapse*

SF_{Nj} = *Safety factor joint strength*

3.1.8. Pemilihan *Casing*

Pemilihan suatu *Casing* didasari dari beban yang diterima oleh *Casing* itu sendiri. Mulai dari tekanan dari luar *Casing* maupun tekanan dari dalam *Casing*.

Tekanan tersebut akan menghasilkan *Burst load line* dan *collapse load line* yang selanjutnya di plot pada grafik kartesian sehingga mendapatkan grafik.



Gambar 3.16
Pemilihan Casing Berdasarkan Burst & Collapse
 (Rabia, 2002)

Pada gambar 3.16, garis *burst load line* akan berpotongan dengan garis *collapse load line* dan akan menghasilkan titik yang dinamakan *critical point*. Casing yang dipilih harus mempunyai *collapse resistance* yang sedikit lebih besar dari *External Pressure*, supaya Casing tidak *collapse*. Casing diatas *critical point* sampai ke permukaan tekanan yang dominan diterima Casing adalah *burst Pressure*. Sehingga Casing-Casing yang dipilih harus mempunyai *Internal yield Pressure* yang sedikit lebih besar dari *burst Pressure* yang diterima Casing, supaya Casing tidak *bursting*. Pemilihan Casing dilakukan terlebih dahulu untuk yang dibawah titik C sampai kedalaman Casing yang direncanakan, kemudian baru dilanjutkan untuk kedalaman diatas titik C ke permukaan.

3.1.8.1 Pemilihan Casing Dibawah Critical Point

Dalam pemilihan Casing dibawah titik *critical point*, pilih Casing yang mempunyai *maximum collapse resistance* yang lebih besar dari *collapse Pressure*, *maximum collapse resistance* sesuai dengan ukuran Casing yang direncanakan. Kemudian plotkan harga *maximum collapse resistance* pada *collapse load line* dalam grafik yang telah dibuat.

3.1.8.2. Pemilihan *Casing* Diatas *Critical Point*

Langkah selanjutnya adalah memilih *Casing* yang akan dipasang dari *critical point* ke permukaan. *Casing* yang dipilih harus mempunyai *Internal Pressure resistance* yang lebih besar dari *Internal Pressure*, supaya *Casing* tidak *bursting*. Kemudian plotkan harga *Internal Pressure resistance* pada *burst load line* dalam grafik yang telah dibuat.

3.2. *Cementing*

Penyemenan merupakan salah satu hal penting yang perlu diperhatikan dalam konstruksi sumur. Spesifikasi *Cement Slurry* yang tepat akan mampu mempertahankan kekokohan struktural sumur serta melindungi sumur dari hal – hal yang akan merusaknya, sehingga sumur dapat bertahan dalam jangka waktu yang maksimal. *Cement Slurry* tersusun dari bubuk semen yang dilarutkan bersama beberapa aditif yang akan disesuaikan kadarnya untuk mencapai spesifikasi yang diinginkan. Untuk didapatkannya spesifikasi *cement slurry* yang tepat akan diperlukan studi mengenai komposisi dan sifat fisik pada *cement slurry* tersebut.

3.2.1. Fungsi *Cementing*

1. Melekatkan *casing* pada dinding sumur
2. Melindungi *casing* dari masalah - masalah mekanis saat operasi pemboran
3. Melindungi *casing* dari fluida formasi yang bersifat korosif
4. Memisahkan zona yang satu dengan zona yang lainnya di belakang *casing*
5. Menutup / *abandon* sumur
6. Menutup zona *loss circulation* dengan *cement plug*
7. *Squeeze cementing* berfungsi untuk memperbaiki *primary cementing* yang gagal
8. *Plug back cementing* sebagai landasan *whipstock* untuk pemboran berarah

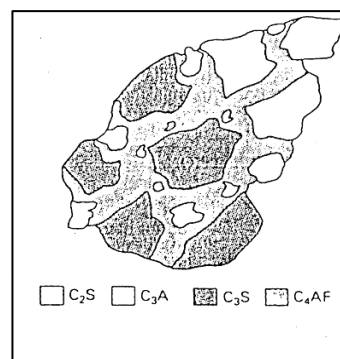
3.2.2. Klasifikasi Bubuk Semen

Berikut klasifikasi kelas dan tipe semen berdasarkan API spec 10, 5th edition, July 1st 1990.

1. Kelas A : digunakan dari permukaan hingga kedalaman 1830 m (6000 ft), digunakan ketika tidak dibutuhkannya kondisi spesial.
2. Kelas B : digunakan dari permukaan hingga 1830m (6000 ft), ketika kondisi sumur membutuhkan resistensi terhadap sulfat dari menengah hingga tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).
3. Kelas C : digunakan dari permukaan hingga 1830m (6000 ft) kedalamannya, ketika kondisi sumur membutuhkan proses pengerasan *cement slurry* dalam waktu yang cukup singkat (*high-early strength*). Tersedia dalam tingkat ketahanan sulfat yang menengah dan tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).
4. Kelas D : digunakan dari 1830m (6000 ft) hingga 3050 m (10000 ft), ketika kondisi tekanan dan temperatur menengah hingga tinggi. Tersedia dalam tingkat ketahanan sulfat yang menengah dan tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).
5. Kelas E : digunakan dari 3050 m (10000 ft) hingga 4270 m (14000 ft), ketika kondisi tekanan dan temperatur menengah hingga tinggi. Tersedia dalam tingkat ketahanan sulfat yang menengah dan tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).
6. Kelas F : digunakan dari kedalaman 3050m (10000 ft) hingga 4880m (16000 ft), ketika kondisi *pressure* dan *temperature* sangat tinggi. Tersedia dalam tingkat ketahanan sulfat yang tinggi (*high sulfate resistant*).
7. Kelas G : digunakan sebagai semen dasar dari permukaan hingga 2440m (8000 ft) atau dapat ditambahkan *accelerator* dan *retarder* untuk dapat mencapai titik kedalaman yang diinginkan dan temperturnya. Tidak ada tambahan lain selain *calcium sulfate* atau air atau keduanya. Tersedia dalam kondisi resistensi sulfat tingkat menengah dan tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).
8. Kelas H : digunakan sebagai semen dasar dari permukaan hingga 2440m (8000 ft) atau dapat ditambahkan *accelerator* dan *retarder* untuk dapat mencapai titik kedalaman yang diinginkan dan temperturnya. Tidak ada tambahan lain selain *calcium sulfate* atau air atau keduanya. Tersedia dalam

kondisi resistensi sulfat tingkat menengah dan tinggi (*moderate to high sulfate resistant*).

Bubuk semen yang biasa digunakan dalam industri perminyakan adalah semen Portland, dikembangkan oleh Joseph Aspdin tahun 1842. Disebut Portland karena pada awalnya bahan dasar dari semen Portland didapat dari pulau Portland, Inggris. Bubuk semen Portland ini termasuk semen hidrolis yang artinya akan mengeras bila bereaksi dengan kadar air yang cukup. Semen portland mempunyai 4 komponen mineral utama, yaitu :



Gambar 3.17.

4 Komponen Semen Portland

(Rudy Rubiandini, 2009)

1. *Tricalcium Silicate*

Tricalcium silicate ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) dinotasikan sebagai C₃S, yang dihasilkan dari kombinasi CaO dan SiO₂. Komponen ini merupakan yang dominan terdapat dalam semen Portland, sekitar 40-45% untuk semen yang lebih lama proses pengerasannya dan sekitar 60-65% untuk semen yang lebih cepat proses pengerasannya (*high early-strength cement*). Komponen C₃S pada semen memberikan *strength* yang terbesar pada awal pengerasan.

2. *Dicalcium Silicate*

Dicalcium silicate ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) dinotasikan sebagai C₂S, yang juga dihasilkan dari kombinasi CaO dan SiO₂. Komponen ini sangat penting dalam memberikan *final strength* pada semen. Karena C₂S ini menghidrasinya dalam waktu yang cukup lama maka tidak berpengaruh dalam *setting time* semen, akan tetapi sangat menentukan dalam kekuatan semen lanjut. Kadar C₂S dalam semen tidak lebih dari 20%.

3. *Tricalcium Aluminate*

Tricalcium Aluminate ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) dinotasikan sebagai C_3A , yang terbentuk dari reaksi antara CaO dengan Al_2O_3 . Walaupun kadarnya lebih kecil dari komponen silikat (sekitar 15% untuk *high early-strength cement* dan sekitar 3% untuk semen yang tahan terhadap sulfat), namun berpengaruh pada rheologi *cement slurry* dan membantu proses pengerasan awal pada semen.

4. *Tetracalcium Aluminoferrite*

Tetracalcium Aluminoferrite ($12\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) dinotasikan sebagai C_4AF , yang terbentuk dari reaksi CaO , Al_2O_3 , dan Fe_2O_3 . Komponen ini hanya sedikit pengaruhnya pada *strength* semen. API menjelaskan bahwa kadar C_4AF ditambah dengan dua kali kadar C_3A tidak boleh lebih dari 24% untuk semen yang tahan terhadap kandungan sulfat yang tinggi. Penambahan oksida besi yang berlebihan akan menaikkan kadar C_4AF dan menurunkan kadar C_3A , dan berfungsi menurunkan panas hasil reaksi/hidrasi C_3S dan C_2S .

Bubuk semen Portland terbuat dari bahan - bahan mentah tertentu, pemilihan bahan - bahan mentah tersebut sangat berpengaruh terhadap komposisi bubuk semen yang diinginkan. Ada dua macam bahan mentah yang dibutuhkan dalam menghasilkan semen Portland, yaitu :

1. Material *calcareous*, material ini berisi kalsium karbonat dan kalsium oksida yang terdiri dari *limestone* dan batuan semen.
 - a. *Limestone* adalah batuan terbentuk dari sebagian besar zat - zat organik sisa (seperti kerang laut atau koral) yang terakumulasi. *Limestone* merupakan komponen dasar dari kalsium karbonat.
 - b. Batu semen adalah batuan yang komposisinya serupa dengan semen batuan
 - c. Kapur adalah *Limestone* kekuningan atau abu - abu dan halus yang sebagian besar berasal dari kerang - kerang laut.
 - d. *Marl* atau tanah kapur adalah tanah yang rapuh dan mengandung bahan - bahan pokok kalsium karbonat.
 - e. Alkali di sini berasal dari pembuangan zat - zat kimia pabrik yang mengandung kalsium oksida atau kalsium karbonat.

2. Material *argillaceous*, material ini berisi *clay* atau mineral *clay*
 - a. *Clay* adalah bahan yang bersifat plastis bila basah dan keras bila dipanaskan. Terdiri dari sebagian besar aluminium silikat dan mineral lainnya.
 - b. *Shale* adalah batuan fosil yang terbentuk dari gabungan *clay*, lumpur dan *silt* (endapan lumpur).
 - c. *Slate* adalah batuan yang padat dan berbutir baik, yang dihasilkan dari pemampatan *clay*, *shale* dan batuan lainnya.
 - d. *Ash* adalah abu yang merupakan produk pembakaran batu bara.

3.2.3. Parameter *Cement Slurry*

3.2.3.1. Densitas

Densitas *cement slurry* didefinisikan sebagai perbandingan antara jumlah berat bubuk semen, air pencampur sebagai zat pelarut, dan aditif terhadap jumlah volume bubuk semen, air pencampur dan aditif. Densitas *Cement Slurry* dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$\rho \text{ Cement Slurry} = \frac{G_{bk} + G_{add} + G_w}{V_{bk} + V_{add} + V_w} \dots\dots\dots (3-40)$$

Keterangan :

$\rho \text{ Cement Slurry}$	= Densitas <i>Cement Slurry</i> , ppg
G_{bk}	= Berat bubuk semen, lbs
G_w	= Berat air, lbs
G_{add}	= Berat additive, lbs
V_{bk}	= Volume bubuk semen, gallon
V_w	= Volume air, gallon
V_{add}	= Volume additive, gallon

Densitas *cement slurry* sangat berpengaruh terhadap tekanan hidrostatik *cement slurry* di dalam lubang sumur. Bila formasi tidak sanggup menahan tekanan *cement slurry*, maka akan menyebabkan formasi pecah, sehingga terjadi *loss circulation*. Densitas *cement slurry* yang tinggi digunakan bila tekanan formasi cukup besar. Untuk memperbesar densitas dapat ditambahkan material - material

pemberat ke dalam *cement slurry* seperti *barite*. Densitas *cement slurry* yang rendah sering digunakan dalam operasi *primary cementing* dan *remedial cementing*, guna menghindari terjadinya *fracture* pada formasi yang lemah. Untuk menurunkan densitas dapat dilakukan dengan hal - hal berikut :

1. Menambahkan *clay* atau zat - zat kimia silikat jenis *extender*.
2. Menambahkan bahan - bahan yang dapat memperbesar volume *cement slurry*, seperti *pozzolan*.

Pengukuran densitas di laboratorium berdasarkan dari data berat dan volume tiap komponen yang ada dalam *cement slurry*, sedangkan di lapangan dengan menggunakan alat '*pressurized mud balance*'. Semakin besar densitas semen pemboran, maka kekuatan *compressive strength* dan *shear bond strength* akan semakin besar pula.

3.2.3.2. Rheologi Semen Pemboran

Rheologi *cement slurry* digunakan untuk menghitung hidrolika pada *cement slurry* dengan menganalisa sifat aliran *cement slurry* pada operasi penyemenan. Berikut ini adalah beberapa parameter yang diperhatikan dalam penentuan rheologi suatu semen pemboran :

1. *Plastic Viscosity* seringkali digambarkan sebagai bagian dari resistensi untuk mengalir yang disebabkan oleh gaya gesekan yang timbul antara *cement slurry* yang mengalir dan dinding media pengaliran.
2. *Yield Point* merupakan bagian dari resistensi untuk mengalir oleh gaya tarik menarik antar partikel. Gaya tarik menarik ini disebabkan oleh muatan – muatan pada permukaan partikel yang terdispersi dalam fasa fluida.
3. *Gel Strength* adalah pembentukan padatan yang dikarenakan gaya tarik antar partikel *clay* yang cenderung menggumpal dalam kondisi statis. Seiring dengan bertambahnya waktu maka nilai *gel strength* akan bertambah. *Gel strength* juga disebut gaya tarik–menarik yang statis.

3.2.3.3. *Thickening Time*

Thickening time didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan *cement slurry* untuk mencapai konsistensi sebesar 100 UC (Unit of Consistency). Konsistensi dibawah 100 UC merupakan kondisi dimana *cement slurry* masih dapat mengalir. Pada prinsipnya, *thickening time* harus bernilai dari waktu pemompaan *cement slurry* hingga mencapai tujuannya. Hal ini dilakukan untuk menghindari proses mengerasnya *cement slurry* sebelum mencapai tujuannya, yang berarti terdapatnya semen kokoh dalam *casing*.

Untuk mempercepat *thickening time* dapat digunakan aditif berupa *accelerator* kedalam *cement slurry*. Yang termasuk *accelerator* adalah kalsium klorida, sodium klorida, gypsum, sodium silikat, air laut, dan additif lainnya yang tergolong sebagai *dispersant*. Mempercepat *thickening time* dapat dilakukan untuk mempersingkat waktu proses penyemenan pada sumur yang tergolong dangkal atau target zona penyemenan yang tidak terlalu panjang.

Untuk memperpanjang *thickening time* dapat digunakan aditif berupa *retarder* kedalam *cement slurry*, seperti kalsium lignosulfat, *carboxymethyl hydroxyethyl cellulose*, dan senyawa - senyawa organik. Memperpanjang *thickening time* dapat dilakukan pada sumur dalam atau pada zona penyemenan yang cukup panjang.

3.2.3.4. *Free Water*

Free Water merupakan kadar air yang terbebas dari *cement slurry* dan terkumpul didalam *cement slurry* itu sendiri. Terdapatnya *free water* pada *cement slurry* dapat mengakibatkan terdapatnya celah - celah (kosong ataupun terisi air) pada struktur semen yang telah mengeras. Hal ini mengganggu kekokohan struktur semen serta berpotensi menjadi celah untuk fluida formasi yang korosif untuk mengalir hingga terdapat kontak dengan dinding *casing*. Terdapatnya kadar *free water* yang cukup besar diakibatkan oleh terdapatnya volume air yang terlalu besar untuk melarutkan bubuk semen.

Dalam penentuan nilai *free water* perlu diperhatikan WCR (*Water Cemen Ratio*). WCR merupakan perbandingan air yang dicampur terhadap bubuk semen

untuk membuat *cement slurry*. Jumlah air yang dicampurkan tidak boleh melebihi kadar air maksimum, atau kurang dari batas air minimum, karena akan mempengaruhi ikatan semen. Pertimbangan yang digunakan dalam menentukan nilai WCR adalah kehalusan butiran bubuk semen, karakteristik aliran *cement slurry* saat dipompakan, kekuatan pompa, dan densitas *cement slurry*. Pada umumnya perbandingan berat air dengan semen berkisar antara 0,4 hingga 0,6 . *Striebel* dan *Czernin* dalam hasil penelitiannya menunjukkan bahwa WCR sebesar 0,25 hingga 0,26 merupakan kebutuhan minimum *cement slurry* untuk melakukan hidrasi dari jenis semen portland, dengan istilah *chemically-bound-water*.

3.2.3.5. Filtration Loss

Bervariasinya *water content* yang digunakan pada *cement slurry* akan mempengaruhi sifat - sifat *cement slurry* seperti *thickening time*, *rheology* *compressive strength* dan lain - lain. Dengan demikian, pada media permeabel jika diberikan *cement slurry* murni akan mengalami kehilangan air akibat filtrasi, hingga akhirnya hanya tertinggal *interstitial water* saja, mengakibatkan *cement slurry* akan mengering dan sulit dipompakan. Dari penjelasan diatas maka dapat dikatakan bahwa *Filtration Loss* adalah peristiwa hilangnya cairan (*filtrate*) dalam *cement slurry* ke dalam formasi yang dilaluinya. *Filtrate* yang hilang tidak boleh terlalu banyak, karena akan menyebabkan *cement slurry* kekurangan zat pelarut. Kejadian ini disebut dengan *flash set*.

Bila *cement slurry* mengalami *flash set* maka akan mengakibatkan naiknya viskositas *cement slurry* karena terbentuknya *filtrat cake* dengan cepat. Hal ini akan menimbulkan friksi di *annulus*, menurunnya *final strength* pada semen, dan juga dapat mengakibatkan pecahnya formasi dan *lost circulation*. Pengontrolan *fluid loss* merupakan bagian yang penting selama *cementing*. Hal ini untuk menghindari dehidrasi *cement slurry* yang terlalu cepat dalam *casing*.

3.2.3.6. Compressive Strength

Strength pada semen terbagi dua, yaitu *Compressive Strength* dan *Shear Strength*. *Compressive Strength* didefinisikan sebagai kekuatan semen dalam menahan tekanan yang berasal dari arah horizontal, seperti tekanan formasi maupun

tekanan dari *casing*. *Shear Strength* didefinisikan sebagai kekuatan semen dalam menahan tekanan yang bekerja pada bidang vertikal seperti berat *casing*.

Compressive strength didefinisikan sebagai kekuatan semen dalam menahan tekanan yang berasal dari formasi maupun dari *casing*. Umumnya *compressive strength* mempunyai nilai 8 – 10 kali lebih dari harga *shear strength*. Pengujian *compressive strength* di laboratorium menggunakan alat *Curing Chamber* dan *Hydraulic Mortar*. Untuk mencapai hasil penyemenan yang diinginkan maka *strength* semen harus :

- Melindungi dan menyokong casing.
- Menahan tekanan hidrolik yang tinggi tanpa terjadi perekahan.
- Menahan guncangan selama operasi pemboran dan produksi.
- Menyekat lubang dari fluida formasi yang korosif.
- Menyekat antar lapisan yang permeabel.

3.2.4. Aditif yang Digunakan pada Bubuk Semen

Pada sumur panas bumi yang umumnya memiliki tekanan dan temperatur tinggi, diperlukan aditif pada semen terutama *extender* agar semen dapat dipompakan dan mengeras pada titik yang diinginkan. Faktor - faktor lain yang mempengaruhi jenis pemilihan aditif semen selain kondisi sumur (tekanan dan temperatur) yaitu waktu dan keekonomisan. Berikut adalah klasifikasi aditif :

3.2.4.1. Accelerator

Accelerator adalah aditif yang dapat mempercepat proses pengerasan suspensi semen. Selain itu dapat juga mempercepat naiknya *strength* semen dan mengimbangi aditif lain (seperti *dispersant* dan *fluid loss control agent*), agar tidak tertunda proses pengerasan suspensi semennya. Sumur - sumur yang dangkal seringkali menggunakan *accelerator*, karena selain temperatur dan tekanan yang umumnya rendah, juga karena jarak untuk mencapai target tidak terlalu panjang. Contoh - contoh aditif yang berlaku sebagai *accelerator* adalah *kalsium klorida* , *sodium klorida*, *gypsum*, *sodium silikat* dan *air laut*.

1. Kalsium Klorida, yang penambahannya antara 2 - 4% saja kedalam suspensi semen. Pengaruhnya dapat mempercepat thickening time dan menaikkan *compressive strength* .
2. Sodium Klorida, atau dapat disebut juga Natrium klorida, dengan penambahan hingga 10% BWOMW (*by weight on mix water*) berlaku sebagai *accelarator*.

3.2.4.2. *Retarder*

Retarder adalah aditif yang dapat memperlambat proses pengerasan suspensi semen, sehingga suspensi semen mempunyai waktu yang cukup untuk mencapai kedalaman target yang diinginkan. *Retarder* sering digunakan dalam menyemen *casing* pada sumur - sumur yang dalam, sumur - sumur yang bertemperatur tinggi atau untuk kolom penyemenan yang panjang. Aditif yang berlaku sebagai *retarder* antara lain lignosulfonat, senyawa - senyawa asam organik dan CMHEC.

1. Lignosulfonat, yang merupakan *polymer* yang terbuat dari *pulp*, umumnya dengan kadar 0,1 - 1,5% BWOC (*by weight on cement*) efektif dicampur ke dalam suspensi semen berfungsi sebagai *retarder*.
2. CMHEC, atau *Carboxymethyl Hydroxyetyl Cellulose*, merupakan polisakarida yang terbentuk dari kayu, dan tetap stabil bila terdapat alkalin pada suspensi semen. CMHEC tetap efektif sebagai *retarder* hingga temperatur 121°C (250°F).

3.2.4.3. *Extender*

Extender adalah aditif yang berfungsi untuk menaikkan volume suspensi semen, yang berhubungan dengan mengurangi densitas suspensi semen tersebut. Pada umumnya penambahan *extender* ke dalam suspensi semen diikuti dengan penambahan air. Adapun yang termasuk *extender* antara lain *bentonite*, *attapulгите*, sodium silikat, *pozzolan*, *perlite* dan *gilsonite*.

1. *Bentonite*, yang bersifat banyak menghidrasi air, mampu meningkatkan volume suspensi semen menjadi 10 kali lebih besar. API merekomendasikan bahwa setiap penambahan 1% *bentonite* ditambahkan pula 5,3 % air

(BWOC), yang berlaku untuk seluruh kelas semen. Pengaruh lain dari penambahan *bentonite* adalah kenaikan *yield*, kualitas perforasi lebih baik, *compressive strength* menurun, permeabilitas meningkat, viskositas meningkat, dan biaya lebih murah. Untuk temperatur di atas 110°C (230°F), penambahan *bentonite* akan menyebabkan turunnya *compressive strength* secara drastis.

2. Sodium Silikat, yang dengan kadar 0,2 - 3% BWOC dapat menurunkan densitas suspensi semen dari 14,5 ppg menjadi 11 ppg. Dan umumnya dengan bertambahnya kadar sodium silikat tersebut, maka *compressive strength* semen menurun.
3. *Pozzolan*, merupakan aditif yang terbentuk dari material - material seperti aluminium dan silika yang bereaksi dengan kalsium hidroksida. Ada dua jenis *pozzolan*, yaitu *pozzolan* alam seperti *diatomaceous earth* dan *pozzolan* buatan seperti *fly ashes*. *Diatomaceous earth* sebagai *extender* tidak memperbesar viskositas suspensi semen dan harganya cukup mahal. Sedangkan *fly ashes* dapat mempercepat naiknya *compressive strength* serta harganya lebih murah.
4. *Expanded Perlite*, yang merupakan *extender* yang berasal dari batuan vulkanik. Penambahan *Perlite* biasanya diikuti dengan penambahan *bentonite* sekitar 2 - 4% untuk mencegah terjadinya pemisahan dengan *slurry*.
5. *Gilsonite*, yang umumnya terdapat pada mineral aspal, yang mula - mula ditemukan di Colorado dan Utah. Dengan *specific gravity* 1,07 dan cukup dengan jumlah air yang sedikit (sekitar 2 gal/cuft) akan didapat densitas suspensi semen yang rendah. Kadar *gilsonite* sampai 50 lb yang dicampur dengan 1 sak semen Portland dapat menghasilkan densitas suspensi semen sekitar 12 ppg.

3.2.4.4. *Weighting agents*

Weighting agents adalah aditif - aditif yang berfungsi menaikkan densitas suspensi semen. Umumnya *weighting agents* digunakan pada sumur - sumur yang

mempunyai tekanan formasi yang tinggi. Aditif - aditif yang termasuk ke dalam *weighting agents* adalah *hematite*, *ilmenite*, *barite* dan pasir.

1. *Hematite*, yang merupakan material berbentuk kristal yang berwarna merah, mempunyai *specific gravity* sebesar 4,95, maka *hematite* termasuk paling efisien sebagai *weighting agent*. Densitas suspensi semen bisa mencapai 19 - 22 ppg bila ditambah *hematite*.
2. *Ilmenite*, yang merupakan aditif yang terbaik sebagai *weighting agent*, adalah material inert solid dan tidak berpengaruh terhadap *thickening time*. Dengan mempunyai *specific gravity* sekitar 4,45 , maka suspensi semen bila ditambahkan *ilmenite* bisa mencapai densitas lebih dari 20 ppg.
3. *Barite*, merupakan aditif yang paling umum digunakan sebagai *weighting agent*, baik itu untuk suspensi semen maupun dalam lumpur pemboran. Penambahan *barite* harus disertai pula dengan penambahan air untuk membasahi permukaan partikel *barite* yang besar. Dengan *specific gravity* 4,23 , maka *barite* dapat menaikkan densitas suspensi semen sampai sekitar 19 ppg.
4. Pasir, yang umumnya digunakan sebagai *weighting agent* berupa pasir Ottawa dengan *specific gravity* 2,63 , dapat meningkatkan densitas suspensi semen hingga mencapai 18 ppg. Penggunaan pasir Ottawa ini biasanya digunakan untuk menyemen lubang sebagai tempat pemasangan *whipstock* dan untuk *plug job*.

3.2.4.5. *Dispersant*

Dispersant adalah aditif yang dapat mengurangi viskositas suspensi semen. Pengurangan viskositas atau friksi terjadi karena *dispersant* berperan sebagai *thinner* (pengencer). Hal ini menyebabkan suspensi semen menjadi encer, sehingga dapat mengalir dengan aliran turbulen walaupun dipompa dengan *rate* yang relatif rendah. Aditif - aditif yang tergolong *dispersant* adalah senyawa - senyawa sulfonat.

1. *Polymelamine Sulfonate* (PMS), merupakan jenis *dispersant* yang umum digunakan dengan kandungan 0,4% BWOC pencampuran suspensi semen.

Hingga mencapai temperatur 85°C (185°F), PMS tetap efektif karena unsur - unsur kimianya masih stabil.

2. *Polynaphtalena Sulfonate* (PNS), merupakan jenis *dispersant yang umum digunakan* bila pada suspensi semen berisi NaCl. Umumnya penambahan PNS kedalam suspensi semen berkisar sebanyak 4% BWOC.

3.2.4.6. Fluid Loss Control Agents

Fluid loss control agent (FLCA) adalah aditif - aditif yang berfungsi mencegah hilangnya fasa liquid semen ke dalam formasi, sehingga terjaga kandungan cairan pada suspensi semen. Pada *primary cementing*, *filtration loss* yang ditoleransi sekitar 150-250 cc yang diukur selama 30 menit dengan menggunakan saringan berukuran 325 *mesh* dan pada tekanan 1.000 psi. Sedangkan pada *squeeze cementing*, *filtration loss* yang ditoleransi sekitar 55 - 65 cc selama 30 menit. Aditif - aditif yang termasuk ke dalam *fluid-loss control agents* diantaranya *polymer*, CMHEC dan latex.

3.2.4.7. Loss Circulation Control Agents

Loss circulation control agents merupakan aditif - aditif yang mengontrol hilangnya suspensi semen ke dalam formasi yang lemah *porous*. Biasanya material *loss circulation* yang dipakai pada lumpur pemboran digunakan pula dalam suspensi semen. Aditif - aditif yang termasuk dalam *loss circulation control agents* diantaranya *gilsonite*, *cellophane flakes*, gipsum, *bentonite*, dan *nut shell*.

3.2.4.8. Special Additives

Ada bermacam - macam aditif lainnya yang dikelompokkan sebagai *special additives*, diantaranya *silika*, *mud kill*, *radioactive tracers*, *fibers*, *antifoam agents* dan lainnya.

1. Silika

Bubuk silika umumnya digunakan sebagai aditif dalam operasi penyemenan supaya *strength* semen tidak hilang / menurun drastis pada temperatur tinggi. Dari tes difraksi sinar-X menghasilkan bahwa penambahan silika sebanyak 20 - 40% menunjukkan peningkatan *strength* semen bila

temperatur diatas 110 °C (230 °F), dan pada temperatur yang sama jika suspensi semen tidak mengandung silika bila semen telah mengeras akan kehilangan *strength* hingga setengah kalinya setelah 14 jam.

Tes difraksi sinar-X ini menerangkan bahwa *strength retrogression* terjadi karena munculnya produk kalsium hidroksida dan *alpha dicalcium silicate hydrate* dalam semen. Produk ini munculnya dapat bersamaan ataupun terpisah, tergantung pada temperatur saat penyemenan terjadi. Ketika silika telah ditambahkan, sebagian silika tersebut bereaksi dengan kalsium hidroksida membentuk *dicalcium silicate hydrate*, dan sebagian silika lagi bereaksi dengan *alpha dicalcium silicate hydrate* membentuk mineral yang dikenal sebagai *tobermorite* ini yang memberikan *strength* semen tetap kuat.

Silika dapat ditambahkan kedalam semua kelas semen yang ada. Penambahan silika yang baik sekitar 30 - 40%. Bubuk silika yang berukuran kurang dari 200 *mesh* dapat ditambahkan air sebanyak 40% dari berat silika. Pada tahun 1950's, Kalousek menunjukkan bahwa menambahkan 40% silika (*quartz*) BWOC, *high strength, low Ca / Si ratio, tobermorite* sekitar 150 °C dan *xonolite* diatas 200°C. Fasa ini akan menghindari *strength retrogression* dan pada penambahan yang banyak silika pada semen untuk sumur minyak, baru - baru ini digunakan pada sumur panas bumi. (*paper : The Role of Silica in Geothermal Cementing*)

2. *Mud Kill*, yang berfungsi sebagai aditif yang menetralkan *cement slurry* terhadap zat - zat kimia dalam lumpur pemboran. Contoh *mud kil* adalah *paraformaldehyde*. *Mud kill* juga memberi keuntungan, seperti memperkuat ikatan semen dan memperbesar *strength* semen.
3. *Radioactive Tracers*, merupakan jenis *special additives* yang ditambahkan ke dalam suspensi semen supaya memudahkan operasi *logging* dalam menentukan posisi semen dan mengetahui kualitas ikatan semen.
4. *Antifoam Agents*, merupakan jenis *special additives* yang ditambahkan untuk menghindari terbentuknya *foam* saat pemompaan semen. Adanya *foam* dalam suspensi semen sering menyebabkan hilangnya tekanan

pemompaan, maka untuk mencegahnya ditambahkan *antifoam agent*. *Polypropylene Glycol* adalah contoh *antifoam agent* yang sering digunakan, karena selain efektif juga harganya murah.

Tabel III-V.
Efek Aditif Terhadap Sifat Semen
(Erik B. Nelson, 1990)

		Bentonite	Perlite	Diatomaceous earth	Pozzolan	Sand	Berite	Hematite	Calcium chloride	Sodium chloride	Lignosulfonate	CM/HEC (2)	Diesel oil	Water loss additives	Lost circulation material
Density	Decreased	•	•	•	•										
	Increased					•	•	•	X	X	X				
Water required	Decreased										•				
	Increased	•	X	•	X	X	X	X							X
Viscosity	Decreased								X		•				
	Increased	X	X	X	X	X	X	X							
Thickening time	Accelerated	X					X	X	•	•					
	Retarded			X						X	•	•	X	X	
Setting time	Accelerated						X	X	•	•					
	Retarded	X	X	X	X						•	•		X	
Early strength	Decreased	X	X	X	X		X	X			•	•		X	X
	Increased								•	•					
Final strength	Decreased	X	X	•	X		X					X		X	X
	Increased														
Duration	Decreased	X	X	X									X		X
	Increased				•										
Water loss	Decreased	•									X	•	X	•	X
	Increased		X	X											

- (1) From Dowell Schlumberger Engineer's Handbook
 x Denotes minor effect
 • Denotes major effect and/or purpose of additive
 (2) Carboxymethyl hydroxyethyl cellulose

3.2.5. Penentuan Volume Semen

Untuk menghitung volume semen yang dibutuhkan pada suatu trayek pemboran maka dilakukan Langkah - langkah sebagai berikut :

1. Mengitung kapasitas *casing* :

$$C_{casing} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4} \dots\dots\dots (3-41)$$

2. Mengitung kapasitas *annulus* :

$$C_{casing} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4} \dots\dots\dots (3-42)$$

3. Mengitung kapasitas *rat hole* dengan :

$$C_{rat\ hole} = \frac{OH^2}{1029.4} \dots\dots\dots (3-43)$$

4. Mengitung kapasitas *float collar* :

$$C_{float\ collar} = \frac{ID^2}{1029.4} \dots\dots\dots (3-44)$$

5. Mengitung volume *casing* dengan :

$$V_{casing} = C_{casing} \times L_{casing} \dots\dots\dots (3-45)$$

6. Mengitung volume *annulus* :

$$V_{casing} = C_{casing} \times L_{casing} \dots\dots\dots (3-46)$$

7. Mengitung volume *rat hole* :

$$V_{rat\ hole} = C_{rat\ hole} \times L_{rat\ hole} \dots\dots\dots (3-47)$$

8. Mengitung volume *float collar* :

$$V_{float\ collar} = C_{float\ collar} \times L_{float\ collar} \dots\dots\dots (3-48)$$

9. Menghitung volume total semen :

$$V_{total} = V_{Casing} + V_{annulus} + V_{rat\ hole} + V_{float\ collar} + V_{excess} \dots\dots\dots (3-49)$$

10. Menghitung Total *Sack* Semen yang dibutuhkan :

$$Total\ Sack\ Semen = V_{total} / slurry\ yield \dots\dots\dots (3-50)$$

Keterangan :

C_{casing}	= Kapasitas <i>casing</i> , bbl / ft
$C_{annulus}$	= Kapasitas <i>annulus</i> , bbl / ft
$C_{rat\ hole}$	= Kapasitas <i>rat hole</i> , bbl / ft
$C_{float\ collar}$	= Kapasitas <i>float collar</i> , bbl / ft
V_{casing}	= Volume <i>casing</i> , bbl
$V_{annulus}$	= Volume <i>annulus</i> , bbl
$V_{rat\ hole}$	= Volume <i>rat hole</i> , bbl
$V_{float\ collar}$	= Volume <i>float collar</i> , bbl
V_{total}	= Volume total semen, bbl
L_{casing}	= Panjang <i>casing</i> , ft
$L_{annulus}$	= Panjang <i>annulus</i> , ft
$L_{rat\ hole}$	= Panjang <i>rat hole</i> , ft
$L_{float\ collar}$	= Panjang <i>float collar</i> , ft
ID	= Diameter dalam <i>casing</i> , inch
OD	= Diameter luar <i>casing</i> , inch
OH	= Diameter lubang bor, inch

3.3. *Drill Bit*

Drill Bit merupakan komponen terbawah dari rangkaian *drill string* dan *bottom hole assembly* yang bertugas sebagai penghancur batuan. *Drill Bit* bekerja dengan cara diberi beban dan diputar, agar bilahnya dapat menggerus dan menghancurkan batuan pada jalur pemborannya. Pada dasarnya, terdapat 3 jenis batuan yang akan dihancurkan oleh bit yaitu batuan lunak, batuan sedang, dan batuan keras. Berdasarkan hal ini, perlu dilakukan pemilihan bit, dengan mempertimbangkan kekerasan batuan dan keekonomisan operasi pemboran, agar didapatkan operasi pemboran yang optimal.

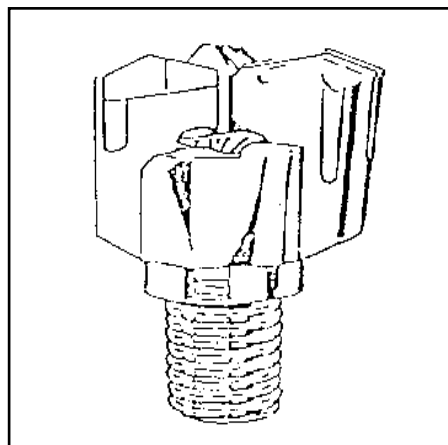
3.3.1. Jenis *Drill Bit*

3.3.1.1. *Drag Bit*

Drag Bit merupakan jenis bit yang paling tua dalam operasi pemboran. Pada saat sekarang ini *Drag Bit* sudah jarang sekali digunakan. *Drag Bit* tidak

mempunyai bagian yang bisa bergerak, dibuat dengan bentuk dan jumlah bilah / pisau (*blade*) yang tertentu jumlahnya (2 bilah hingga 4 bilah). Pisau tersebut dilas langsung pada badan (*body*) dari *drag bit*, sehingga *drag bit* dan keseluruhan rangkaian *drill string* akan berputar bersamaan. Permasalahan yang sering timbul dengan menggunakan mata bor jenis ini adalah :

1. *Bit Balling*, yaitu kondisi dimana *drill bit* dilapisi oleh material padatan yang mengendap dan melapisi *drill bit*. *Bit Balling* dapat dikurangi dengan menempatkan *nozzle* pada pisaunya. *Nozzle* merupakan bagian dari bit yang akan mengeluarkan *drilling fluid* dengan aliran yang cukup cepat sehingga akan mampu membersihkan pisau agar pisau tidak selalu dilapisi endapan dan cepat rusak, serta membantu menghancurkan batuan yang akan digerus. Pisau tersebut diperkuat dengan material baja khusus seperti *tungsten carbide*.
2. *Undergauge hole*, yaitu kondisi dimana lubang bor berdiameter lebih kecil daripada *drill bit*. *Undergauge Hole* dapat terjadi karena menurunnya efektifitas *bit* dan *stabilizer* akibat batuan keras, ataupun karena mengembangnya formasi pada dinding lubang bor. *Undergauge hole* dapat dikurangi dengan membuat otomatisasi pada *nozzle* yang akan bertumpu pada lubang dan tertutup secara otomatis bila *bit* rusak, sehingga menaikkan tekanan pompa di permukaan.



Gambar 3.18.

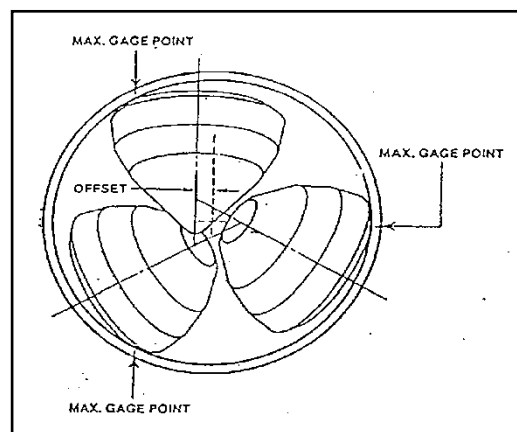
Drag Bit

(Adams, 1985)

3.3.1.2. *Rolling Cutter Bit*

Rolling Cutter Bit merupakan jenis *Drill Bit* dengan penggerus / pemotong (*cutter*) berupa gerigi yang terdapat di sepanjang bagian yang berbentuk kerucut (*cone*) yang dapat berputar pada porosnya. Gerigi yang terdapat di sepanjang *cone* tersebut memiliki ukuran yang relatif lebih panjang untuk batuan yang lebih lunak, dan memiliki ukuran relatif lebih kecil untuk jenis batuan yang lebih keras.

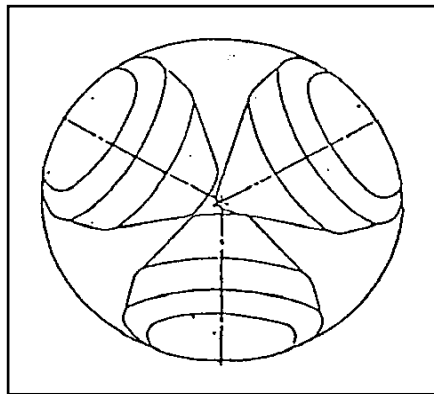
Pada awalnya, *Rolling Cutter Bit* dibuat agar memiliki 2 kerucut pemotong (2 *cones-Rolling Cutter Bit*). Pada saat sekarang ini, *Rolling Cutter Bit* yang sering digunakan umumnya terdiri dari 3 kerucut pemotong (3 *cones-Rolling Cutter Bit*). Bagian pemotong yang berbentuk kerucut pada *Rolling Cutter Bit* bukan merupakan bagian yang sama dengan badan *Bit*, melainkan bagian yang tersambung pada badan *Bit* melalui *bearing* yang bisa dianggap sebagai bantalan / dudukan *cone* pada badan *bit*. Pemasangan 2 atau 3 *cone* pada badan *bit* disusun sedemikian rupa sehingga menciptakan *offset*, yang merupakan pergeseran titik tengah pertemuan poros semua *cone* dari poros utama badan *bit*.



Gambar 3.19.
Bentuk Offset Dari Bit
(Adams, 1985)

Offset diciptakan menuju arah rotasi badan *bit*. Tujuan diciptakannya *offset* adalah untuk memaksimalkan proses *gauging* (pengorekan) dan *scrapping* (pengikisan) yang akan tercipta akibat kontak antara tiap gerigi pada *cone* yang berputar dengan permukaan batuan. Ukuran *offset* akan relatif semakin besar untuk jenis batuan yang semakin lunak, dan akan semakin besar jika tingkat kekerasan

batuan mencapai tingkat menengah. Untuk jenis batuan yang mencapai tingkat keras, *offset* akan ditiadakan dengan cara menyesuaikan poros badan *bit* dengan titik pertemuan sumbu poros setiap *cone*. Penghilangan *offset* ini dilakukan untuk merubah pola pemecahan batuan pada *Rolling Cutter Bit* menjadi proses *chipping & crushing* (proses penghancuran)



Gambar 3.20.
Bentuk *Non-Offset* Dari Poros *Bit*
 (Adams, 1985)

Bearing, yang menjadi penyambung antara masing – masing *cone* pada badan *bit*, memberikan gerakan rotasi yang efektif untuk masing – masing *cone*. Ada 2 jenis *bearing* yaitu jenis *Roller bearing*, dan *Journal / Friction Bearing*. Jenis *roller bearing* terdiri dari bentuk *ball bearing* (bola) dan *cylinder bearing* (silinder). Jenis *journal / friction bearing* digunakan pada bit dengan mempertimbangkan material *tungsten carbide* untuk menahan beban yang lebih besar.

Pada *drill bit* terdapat lubang yang digunakan untuk keluarnya *drilling mud* (lumpur pemboran) dalam proses sirkulasinya. Lubang tersebut dinamakan *water course* atau yang lebih umum disebut *nozzle*. *Nozzle* dapat menghasilkan 2 macam aliran / semburan sesuai dengan fungsinya. Semburan aliran biasa (*conventional water course*) digunakan untuk menyemburkan fluida pada bilah *bit* untuk mencegah terjadinya *bit balling*. Semburan / aliran penyemprotan (*jet water course*) digunakan untuk memberikan efek tumbukan fluida (*hydraulic effect*) terhadap batuan yang akan digerus atau dihancurkan oleh *cutter*.

Berikut ini merupakan gambaran mengenai penggunaan *rolling cutter bit* :

1. *Rolling cutter* untuk batuan lunak

Hal ini ditandai dengan bentuk giginya yang panjang, runcing dan jarak antara gigi - giginya agak jarang sehingga memberikan ruang gerak yang cukup luas untuk fluida yang disirkulasikan. Dengan mengarahkan fluida pemboran yang keluar dari *nozzle* ke kerucut pemotongnya maka penggumpalan *cutting* pada *bit* dapat dicegah. *Drag Bit* digunakan untuk pembebanan (*Weight On Bit*) (WOB) rendah, berkisar antara 3000 lbs sampai 6000 lbs per inchi dari diameter *bit*. Sedangkan putaran (RPM) yang digunakan berkisar antara 100 - 250.

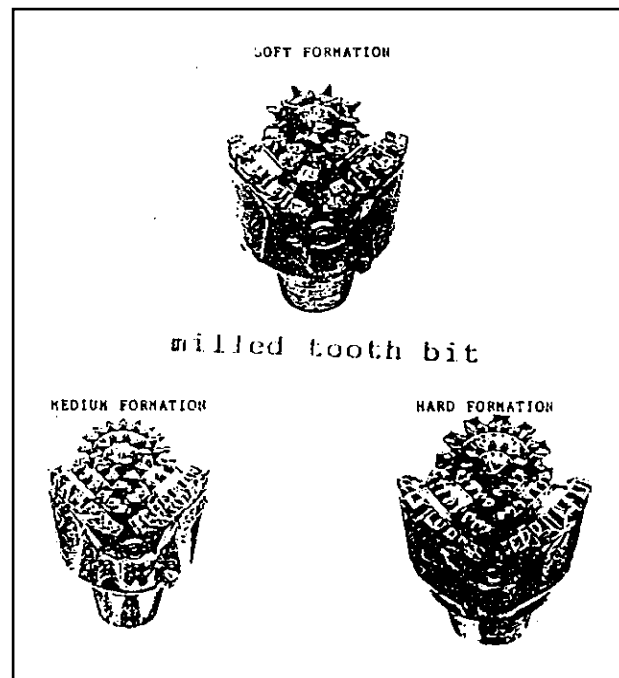
2. *Rolling cutter* untuk batuan keras

Rolling cutter yang digunakan disini mempunyai gigi yang lebih lebar, lebih pendek dan berjarak lebih rapat serta jumlah gigi-giginya lebih banyak bila dibandingkan dengan bit untuk batuan yang lunak maupun sedang. Umumnya untuk pengeboran batuan yang keras digunakan *bit* jenis *tungsten carbide (insert bit)* dengan susunan garis sumbu kerucut pemotongnya *non offset*. *Drag Bit* dapat menerima beban (WOB) yang berkisar antara 4000 lbs sampai 8000 lbs per inchi diameter bit dan putaran (RPM) yang diterima berkisar antara 35 sampai 80.

3.3.1.2.1. Klasifikasi *Rolling Cutter Bit* Berdasarkan Bentuk Gigi

1. *Milled Tooth Bit*

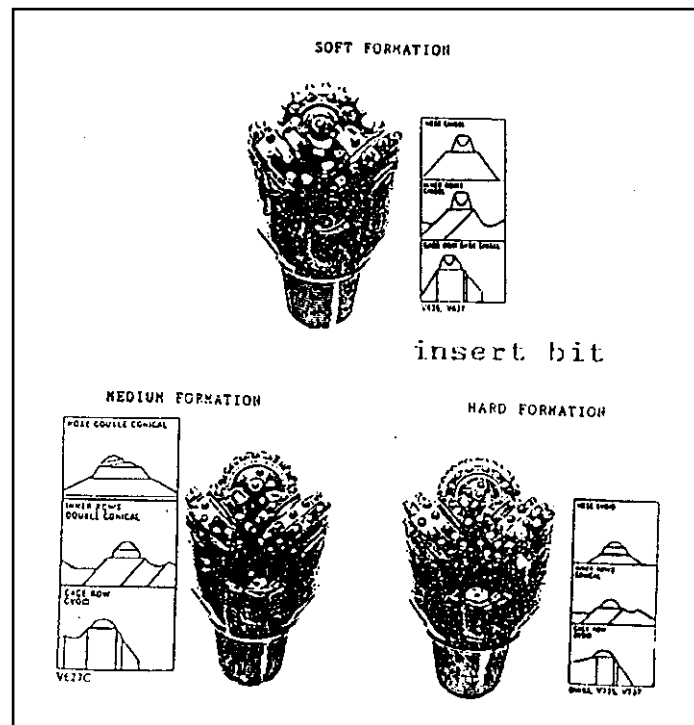
Milled Tooth Bit merupakan jenis *Rolling Cutter Bit* dimana gerigi penggerusnya sudah menyatu dengan *cone*. Bentuk gerigi dan bantalannya dibuat sedemikian rupa sehingga sesuai dengan keperluan operasi pemboran. Bit jenis ini memiliki gerigi yang terbuat dari baja paduan, dan terkadang dilapisi dengan *tungsten carbide* agar lebih tahan terhadap keausan.



Gambar 3.21.
Milled Tooth Bit
 (Adams, 1985)

2. *Tungsten Carbide (Insert Bit)*

Tungsten Carbide (Insert Bit) merupakan jenis *bit* dengan gerigi yang berbentuk kancing (*button*) pada kerucut pemotongnya (*cone*). *Bit* ini disebut *insert bit* karena geriginya yang seolah – olah sedikit masuk ke dalam *cone*. Untuk mencegah gerigi tersebut mudah rusak atau aus pada saat operasi pemboran berlangsung, maka gerigi *bit* tersebut dibuat dari material *tungsten carbide*. Karena keausannya relatif kecil, maka faktor ketumpulan geriginya dianggap konstan. Umur *bit* jenis ini ditentukan oleh kondisi bantalan (*bearing*) atau kerucutnya (*cone*) saja. Umumnya, *bit* jenis ini dioperasikan dengan pembebanan (WOB) yang tinggi dan putaran (RPM) rendah.



Gambar 3.22.
Insert Bit (Tungsten Carbide)
 (Adams, 1985)

3.3.1.2.2. Klasifikasi *Rolling Cutter Bit* Berdasarkan IADC (*International Association of Drilling Contractor*)

Untuk mempermudah pemilihan ketahanan *bit* terhadap jenis formasi yang dibor berkaitan dengan bentuk dan ukuran *bit*, maka dapat dilihat dari kode IADC-nya. Pada 1972 IADC telah membuat daftar klasifikasi *rolling cutter bit* dengan kode angka. Kode IADC tersebut terdiri dari tiga karakter yang berbentuk huruf, dan masing - masing huruf (A, B, dan C) menunjukkan arti yang berbeda - beda..

1. A = bernilai 1 sampai 8

Menunjukkan ciri - ciri formasi yang dapat dibor oleh *bit*. Dalam kode atau angka yang pertama ini, angka 1 sampai 3 diperuntukkan bagi *Milled Tooth Bit*. Sedangkan angka 4 sampai 8 diperuntukkan bagi *Insert Bit*. Masing - masing menunjukkan arti sebagai berikut :

- a. angka 1 = untuk formasi yang lunak dengan *compressive strength* dan *drillability* tinggi.

- b. angka 2 = untuk formasi sedang sampai cukup keras dengan *compressive strength* tinggi.
- c. angka 3 = untuk formasi keras semi *abrassive*
- d. angka 4 = untuk formasi yang lunak dengan *compressive strength* rendah dan *drillability* rendah
- e. angka 5 = untuk formasi yang lunak sampai sedang dengan *compressive strength* rendah
- f. angka 6 = untuk formasi agak keras dengan *compressive strength* tinggi
- g. angka 7 = untuk formasi yang keras semi *abrassive* sampai *abrassive*
- h. angka 8 = untuk formasi yang sangat keras dan sangat *abrassive*

2. *B* = bernilai 1 sampai 4

Menunjukkan tingkat kekerasan dari tiap - tiap formasi. Masing - masing menunjukkan arti sebagai berikut :

- a. angka 1 = untuk formasi lunak
- b. angka 2 = untuk formasi sedang
- c. angka 3 = untuk formasi keras
- d. angka 4 = untuk formasi sangat keras

3. *C* = bernilai 1 sampai 9

Menunjukkan ciri - ciri khusus bantalan (*bearing*) dan rancang lainnya. Angka ketiga ini terdiri dari 1 sampai 9, yaitu :

- a. angka 1 = *standard roller bearing*
- b. angka 2 = *roller bearing air*
- c. angka 3 = *roller bag gage protected*
- d. angka 4 = *sealed roller bearing*
- e. angka 5 = *sealed roller bag gage protected*
- f. angka 6 = *sealed mction bearing*
- g. angka 7 = *sealed fiction bag gage protected*
- h. angka 8 = *directional*
- i. angka 9 = *other*

3.3.1.3. *Polycrystallin Diamond Compact (PDC) Bit*

PDC *bit* mempunyai ROP yang tinggi dengan WOB yang kecil dan RPM yang tinggi karena aksi *shearing* (mengeruk) sehingga tahan lama daripada *rolling cutter bit*. *Drill Bit* jenis ini khusus dikembangkan untuk pemboran dengan tingkat penetrasi (ROP) yang tinggi pada formasi lunak hingga menengah (tidak terlalu keras). PDC *bit* merupakan jenis *bit* yang memiliki kristal *diamond* sintetis yang dilekatkan pada permukaan gerigi *bit* yang terbuat dari material *tungsten carbide*. Alasan penggunaan *diamond* sintetis hanya dikarenakan *diamond* alami sangat mahal harganya. Alasan digunakan *diamond* antara lain :

- *Diamond* mempunyai *compressive strength* yang sangat tinggi.
- *Diamond* memiliki kekerasan yang paling besar (dalam skala Mohs, kekerasan *diamond* paling besar, yaitu 10)
- *Diamond* lebih tahan terhadap abrasi

Keuntungan dari PDC *bit* dibandingkan dengan *roller cutter bit* antara lain :

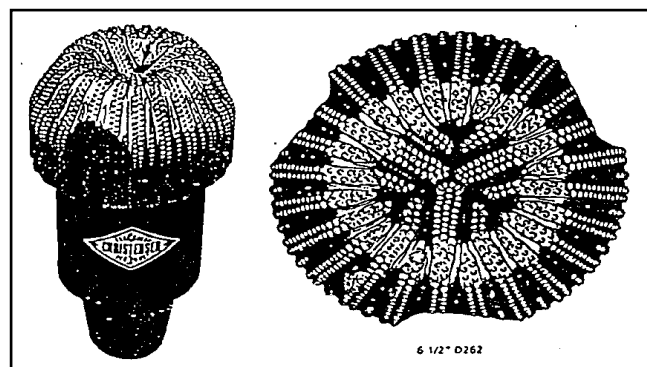
- PDC lebih tahan lama berada dalam lubang (*rotating time* sekitar 200-300 jam)
- Bila pelaksanaannya baik, maka nilai ROP akan relatif jauh lebih besar
- *Footage trip* lebih besar dan *round trip* sedikit, sehingga biaya per - satuan kedalaman lebih murah
- Pemakaian *drill collar* lebih sedikit, karena beban yang diperlukan pada *bit* kecil.
- Kemungkinan adanya *blow out*, *gas cut mud* lebih sedikit, karena jarang melakukan *trip*

Meski *diamond* pada PDC mempunyai sifat yang keras dan lebih tahan terhadap abrasi dibanding gerigi pada bit jenis lain, *diamond* sintetis pada gerigi PDC sangat mudah dipengaruhi oleh tumbukan. Pada PDC telah tersedia suatu pendukung buatan yang landasannya terbuat dari *tungsten carbide* yang keras. Disamping itu untuk mengurangi tumbukan yang keras pada gerigi *diamond*, umumnya disekeliling *cutter* (alat pemotong) dilengkapi oleh alat pengukur sudut(*bevel*) yang berfungsi untuk mengurangi konsentrasi tekanan pada tepian gerigi *diamond*.

Karakteristik ketahanan terhadap tumbukan dari abrasi pada PDC sebagian besar tergantung dari ukuran gerigi *diamond* yang digunakan. *Diamond* yang berukuran besar menjadikannya lebih kompak sehingga lebih tahan terhadap tumbukan, tetapi ketahanan terhadap abrasinya rendah. *Diamond* yang berukuran kecil dapat meningkatkan ketahanan terhadap abrasi tetapi dapat menurunkan ketahanan terhadap tumbukan.

3.3.1.4. *Diamond Bit*

Diamond bit adalah *bit* yang menggunakan *diamond* alami (*natural diamond*) sebagai bahan gerigi dan dipasang pada *matrix carbide* sehingga baik untuk melakukan pemboran pada formasi yang keras. Karena harganya yang mahal, maka penggunaan sangat terbatas umumnya untuk kondisi tertentu, seperti proses pengambilan sampel batuan (*core*) di dinding sumur (*coring*) karena dapat menghasilkan *core sample* yang baik terutama untuk *limestone*, *dolomite*, dan formasi - formasi *sandstone* yang keras.



Gambar 3.23.
Diamond Bit
(Adams, 1985)

3.3.2. *Metode Cost per Foot*

Cost per Foot adalah suatu metode perhitungan pembiayaan pada pemboran berdasarkan kedalaman yang ditembus, yang biasa digunakan dalam menganalisis pemakaian *bit*. Dengan mengetahui analisa *Cost Per Foot* dari *bit* yang telah digunakan dan parameter yang mempengaruhi lainnya, maka dapat diketahui *bit* yang efisien dan ekonomis untuk digunakan pada pemboran. Analisa *Cost Per Foot* pada *drill bit* dilakukan dengan menggunakan parameter harga *drill bit*, biaya

penyewaan *rig*, durasi atau waktu rotasi *drill bit*, durasi atau waktu *trip*, serta jarak kedalaman yang ditembus oleh *drill bit*.

Persamaan dari *cost perfoot* adalah sebagai berikut :

$$CPF = (CB+CR(Td+Tt))/F \dots\dots\dots(3-51)$$

Keterangan :

CPF = *Cost Per Foot*, \$/ft

CB = Harga Pahat atau *Drill Bit*, \$

CR = Harga Penyewaan Rig per – jam, \$ / jam

Td = Waktu Rotasi, *hours*

Tt = Waktu *Round Trip*, *hours*

F = Kedalaman yang ditembus *Drill Bit*, *feet*

Berdasarkan penggunaan Persamaan *Cost Per Foot* pada suatu lapangan akan menghasilkan estimasi biaya yang bervariasi karena perubahan parameter untuk peralatan yang akan digunakan, waktu pemboran, maupun kedalaman yang ditembus. Harga *bit* tergantung dari pabrik pembuatannya yang didasar pada material *drill bit* dan ukuran yang berbeda - beda. Waktu pemboran yang dihasilkan sangat berpengaruh terhadap biaya total pemboran tiap kedalaman yang ditembus.

Waktu *trip* selalu berubah untuk setiap jenis pemboran tergantung dari berbagai macam keperluan antara lain untuk penyambungan pipa bor, pencabutan *bit* untuk penyemenan, atau penanggulangan masalah pemboran. Perhitungan waktu *trip* terutama yang dilakukan saat pencabutan sangat berpengaruh. Proses *trip* merupakan proses penarikan atau pencabutan rangkaian pipa dari dalam sumur untuk mengganti *bit* atau kombinasi peralatan bawah permukaan (*bottom hole assembly*) dan kemudian menurunkannya kembali ke dalam sumur.

3.4. Lumpur Pemboran

Lumpur pemboran mempunyai peranan yang sangat penting dan merupakan salah satu faktor yang menentukan kelancaran dan keberhasilan dalam suatu operasi pemboran, karena kecepatan pemboran atau laju penembusan , efisiensi keselamatan kerja sangat tergantung pada kondisi dari lumpur pemboran

yang digunakan dan secara tidak langsung juga mempengaruhi biaya operasi pemboran.

3.4.1. Fungsi Lumpur Pemboran

Sebagai hal yang vital dalam operasi pemboran, lumpur memiliki fungsi sebagai berikut:

- Mengangkat *cutting* ke permukaan
- Mendinginkan dan melumasi pahat (*drill bit*) dan rangkaian pipa
- Membentuk *mud cake* yang tipis dan licin
- Mengontrol tekanan formasi
- Menahan *cutting* dan material - material pemberat bila sirkulasi terhenti untuk sementara
- Melepaskan pasir dan *cutting* dipermukaan.
- Menahan sebagian berat *drillpipe* dan *casing*.
- Mengurangi efek pada formasi.
- Media informasi. Media logging.

3.4.2. Komponen Lumpur Pemboran

Pada mulanya orang hanya menggunakan air saja untuk mengangkat serpih pemboran (*cutting*). Kemudian dengan berkembangnya sistem pemboran, lumpur mulai digunakan untuk memperbaiki sifat - sifat, dan zat - zat kimia yang ditambahkan dan akhirnya digunakan pula udara dan gas untuk pemboran walaupun lumpur tetap bertahan. Secara umum lumpur pemboran dapat dipandang sebagai dua komponen atau fasa yaitu fasa cair atau fluida, dan fasa padat.

3.4.2.1. Komponen Cair

Zat cair dari lumpur pemboran merupakan komponen dasar dari lumpur yang mana dapat berupa air atau minyak, ataupun keduanya yang disebut dengan emulsi. Emulsi ini dapat terdiri dari dua jenis yaitu emulsi minyak di dalam air dan emulsi air di dalam minyak.

3.4.2.1.1. Air

Lebih dari 75% lumpur pemboran menggunakan air, disini air dapat dibagi menjadi air tawar dan air asin, sedangkan air asin dapat dibagi menjadi dua yaitu air asin jenuh dan air air asin tidak jenuh. Untuk pemilihan air hal ini perlu disesuaikan dengan lokasi setempat, manakah yang mudah didapat dan juga disesuaikan dengan formasi yang akan ditembus.

3.4.2.1.2. Emulsi

Invert emulsion adalah pencampuran antara minyak dan air yang mempunyai komposisi minyak 50 % – 70 % (sebagai komponen yang kontinyu) dan air sebanyak 30 % – 50 % (sebagai komponen diskontinyu). Emulsi terdiri dari dua macam, yaitu:

1. *Oil in Water Emulsion* merupakan jenis emulsi dimana air merupakan komponen yang kontinyu dan minyak sebagai komponen teremulsi. Air bisa mencapai sekitar 70 % volume, sedangkan minyak sekitar 30 %.
2. *Water in Oil Emulsion* merupakan jenis emulsi dimana komponen kontinyu adalah minyak, sedangkan komponen yang teremulsi adalah air. Minyak bisa mencapai sekitar 50-70 % volume, sedangkan air 30–50 %.

3.4.2.1.3. Minyak

Jika komponen cair berupa minyak, maka minyak yang digunakan merupakan minyak yang sudah diolah sehingga minyak memiliki :

1. *Aniline Number* yang tinggi, yang menunjukkan kemampuan untuk melarutkan karet. Makin tinggi *Aniline Number* suatu minyak, maka kemampuan untuk melarutkan karet semakin kecil. Dalam operasi pemboran banyak peralatan yang dilewati lumpur, berupa karet, seperti pada pompa, *packer, plug* untuk penyemenan, dan lain - lain.
2. *Flash Point* yang tinggi. *Flash Point* adalah suatu angka yang menunjukkan di mana minyak akan menyala (terpantik api). Makin rendah *Flash Point* suatu minyak, maka penyalaan akan cepat terjadi, atau minyak makin cepat terbakar.

3. *Pour Point* yang tinggi. *Pour Point* adalah suatu angka yang menunjukkan pada temperatur berapa minyak akan membeku. Jadi kita tidak menginginkan lumpur yang cepat membeku.
4. Molekul minyak yang stabil, dengan kata lain tidak mudah terpecah antar molekulnya.
5. Mempunyai bau serta *Fluoresensi* yang berbeda dengan minyak mentah (*crude oil*). Kalau tidak demikian maka akan sulit menyelidiki apakah minyak berasal dari formasi yang dicari atau berasal dari bahan dasar dari lumpur.

3.4.2.2. Komponen Padatan

Komponen padatan merupakan komponen pembentuk campuran lumpur berupa padatan reaktif (*reactive solid*) dan padatan tidak reaktif (*inert solid*).

3.4.2.2.1. *Inert Solid*

Inert solid merupakan komponen padatan dari lumpur yang tidak bereaksi dengan zat - zat cair lumpur pemboran. Dalam kehidupan sehari - hari pasir yang diaduk dengan air dan kita diamkan beberapa saat, akan turun ke dasar bejana di mana kita mengaduknya. Disini pasir disebut *inert solid*. Didalam lumpur pemboran *inert solid* berguna untuk menambah berat atau berat jenis lumpur, yang tujuannya untuk menahan tekanan dari formasi.

Inert solid dapat pula berasal dari formasi-formasi yang dibor dan terbawa oleh lumpur seperti *chert*, pasir, atau *non swelling clay*, padatan seperti ini bukan disengaja untuk menaikkan densitas lumpur dan perlu dibuang secepat mungkin (dapat menyebabkan abrasi dan kerusakan pompa). Contoh yang umum digunakan sebagai *inert solid* dalam lumpur bor, adalah:

- *Barite* (BaSO₄)
- Oksida Besi (Fe₂O₃)
- Kalsium Karbonat (CaCO₃)
- *Galena* (PbS)

3.4.2.2.2. *Reactive Solid*

Reactive Solid merupakan suspensi reaktif terdispersi dalam fasa kontinyu. Sifat koloid lumpur yang merupakan lembaran *clay* [lempung] yang berukuran 10 – 20 Amstrong dan terdispersi dalam fasa kontinyu air. Semakin kecil ukuran partikelnya, maka luas bidang kontak antara partikel solid dengan cairan mediumnya, sehingga *interconnected properties* (sifat saling berhubungan) dengan medianya besar. Sifat partikel ini mempunyai gerak *brown*, yang terpenting dalam hal ini adalah:

1. Adanya gerak tarik - menarik atom - atom pada permukaan akan membentuk endapan.
2. Sedang dalam *absorpsi*, terbagi dalam *koloid hyprophilic* (menarik air) dan *hydrophobic* (tidak menarik air).

3.4.3. Jenis – Jenis Lumpur Pemboran

3.4.3.1. *Fresh Water Mud*

Fresh-water mud adalah lumpur yang fase cair adalah air tawar dengan kadar garam yang kecil (kurang dari 10000 ppm = 1 % berat garam) hingga tidak ada kadar garam sama sekali. *Fresh-water mud* dapat dibedakan menjadi beberapa jenis diantaranya *Spud mud*, *Natural mud*, *Bentonite – Treated Mud*, *Phosphate – Treated Mud*, *Organic Colloid Treated Mud*, *Red Mud*, *Calcium Mud*, dan *Lime Treated Mud*.

3.4.3.2. *Salt Water Mud*

Salt-water mud merupakan lumpur pemboran yang mengandung air garam dengan konsentrasi di atas 10.000 ppm. Biasanya lumpur ini ditambahkan juga organik koloid yang berfungsi untuk memperkecil *filtrate loss* dan mempertipis *mud cake*. Jenis lumpur ini biasanya digunakan untuk menembus lapisan garam. *Salt-water mud* dibedakan menjadi dua, yaitu “*unsaturated salt water mud*” dan “*saturated salt-water mud*”. Untuk *unsaturated salt-water mud*, air yang digunakan adalah air laut yang dapat menyebabkan busa (*foaming*), sehingga perlu penambahan bahan kimia (*defoamer*). Sedangkan untuk *saturated salt-water mud*,

fasa cairnya dijenuhi oleh NaCl serta dapat digunakan untuk mengebor lapisan *shale*.

3.4.3.3. *Calcium Treated Mud*

Lumpur ini mengandung *calcium*, dan ditambahkan dalam bentuk *flake lime* (kapur mati), semen, plester (CaSO_4) atau CaCl_2 tetapi dapat pula karena pemboran semen, *anhydrite* dan *gypsum*. Lumpur jenis *Calcium Treated Mud* ini terdiri dari :

1. *Lime treated mud*

Penambahan *caustic soda* atau *organic thinner hydrate lime* dapat menghasilkan *filter loss* dan *gel strength* yang rendah. Adapun keuntungan lumpur ini adalah dapat membawa konsentrasi padatan dengan jumlah yang banyak serta dapat digunakan untuk pemboran dalam.

2. *Gypsum chlorited mud*

Lumpur ini digunakan untuk membor formasi *anhydrite* dan *gypsum*, terutama bila formasi selang-seling dengan *salt shale*.

3. *Calcium Chloride Mud*

Lumpur ini dirawat dengan menambahkan *calcium* dan *gypsum*. Gunanya untuk mengurangi keruntuhan lubang bor.

3.4.3.4. *Lignosulfonate mud*

Lignosulfonate mud, atau lebih lengkapnya *ferro-chrome lignosulfonate*, lumpur ini awalnya digunakan untuk mengurangi viskositas dan *gel strength* di dalam lumpur-lumpur *gypsum*. Kemampuan *lignosulfonate* sebagai *dispersant* dikarenakan sifatnya yang dapat memblok partikel-partikel *clay* dan mencegah terjadinya gaya tarik menarik diantara partikel-partikel itu. Didalam formasi yang sedang ditembus, bertambahnya temperatur menyebabkan kecenderungan partikel-partikel *clay* mengalami flokulasi (penggumpalan), akibatnya dapat menaikkan sifat-sifat aliran lumpur. Dengan *lignosulfonate* kepingan-kepingan *clay* dapat diserap serta kecenderungan untuk membentuk gumpalan dapat dicegah.

3.4.3.5. *Oil Emulsion Mud*

Lumpur ini merupakan jenis campuran antara minyak dengan air dalam konsentrasi tertentu. Lumpur ini terdiri dari dua tipe sesuai konsentrasi campurannya, yaitu: *Oil in water emulsion*, dan *Water in oil emulsion*. Tujuan penggunaan lumpur ini adalah sebagai pelumasan, mengurangi *torque* dan menaikkan *penetration rate*.

3.4.3.6. *Oil base mud*

Lumpur ini dibuat dengan bahan dasar minyak sebagai fasa kontinu. *Oil base mud* dibedakan menjadi dua yaitu *Invert Emulsion Mud*, dan *True Oil Base Mud*. Keuntungan dari pemakaian lumpur *oil base mud* ini, adalah:

1. Lumpur ini dapat mencegah *hydration shale* atau *damage to water sensitive reservoir*. Viskositasnya rendah dan merata maka pembersihan dasar lubang bor akan lebih baik karena dapat dicapai kecepatan maksimum pengangkatan *cutting* ke permukaan.
2. Lumpur akan mengalami efek kenaikan viskositas dengan menaikkan 20%-25% air.

Sedangkan kerugian penggunaan lumpur ini ialah:

1. Ongkos pembuatan yang cukup mahal.
2. Lumpur ini rawan mencemari lingkungan.

3.4.4. Sifat Fisik Lumpur Pemboran

Sifat Fisik lumpur sangat berpengaruh pada pemboran, sehingga perlu diperhatikan sifat fisik dari lumpur seperti *densitas*, *viscositas*, *gel strength*, *filtration loss*, dan *mud cake*.

3.4.4.1. Densitas

Densitas (berat per-satuan volume dari lumpur) lumpur bor merupakan salah-satu sifat lumpur yang sangat penting, karena perannya berhubungan langsung dengan fungsi lumpur sebagai penahan formasi. *Densitas* lumpur yang terlalu besar akan menyebabkan lumpur akan hilang ke formasi (*lost circulation*),

sedangkan bila terlalu kecil akan menyebabkan “kick”. Sehingga densitas lumpur harus disesuaikan dengan keadaan formasi yang akan dibor.

Densitas lumpur dapat menggambarkan gradien hidrostatis dari lumpur pemboran dalam psi/ft. Umumnya di lapangan biasanya dipakai satuan ppg (*pound per gallon*) yang diukur dengan menggunakan alat yang disebut *mud balance* (dikalibrasi dengan air tawar yang densitas normalnya 8.33 ppg).

3.4.4.2. Viscosity dan Gel Strength

Viscosity (ketahanan atau kelembaman fluida untuk mengalir) dan *gel strength* merupakan bagian yang penting dalam sifat fisik lumpur pemboran. Pengukuran sifat fisik lumpur pemboran sangat penting, mengingat pengangkatan *cutting* merupakan fungsi langsung dari *viscositas*. Sifat gel pada lumpur juga penting pada saat *round trip* sehingga *viscositas* dan *gel strength* merupakan sebagian dari indikator baik tidaknya suatu lumpur.

Dalam pengukuran viscositas dilakukan dengan menggunakan alat *mars funnel*. Viscositas ini adalah jumlah detik yang dibutuhkan lumpur sebanyak 0,9463 liter untuk mengalir keluar dari corong *mars funnel*. Berikut ini adalah beberapa istilah yang selalu diperhatikan dalam penentuan rheology suatu lumpur pemboran:

- Viskositas Plastic (*plastic viscosity*) seringkali digambarkan sebagai bagian dari resistensi untuk mengalir yang disebabkan oleh friksi mekanik.
- *Yield Point* adalah bagian dari resistensi untuk mengalir oleh gaya tarik-menarik antar partikel. Gaya tarik-menarik ini disebabkan oleh muatan-muatan pada permukaan partikel yang didispersi dalam fasa fluida.

Gel strength dan *yield point* keduanya merupakan ukuran dari gaya tarik-menarik dalam suatu sistem lumpur. Bedanya, *gel strength* merupakan ukuran gaya tarik-menarik antar plat-plat *clay* yang statik sedangkan *yield point* merupakan ukuran gaya tarik-menarik yang dinamik.

3.4.4.3. Filtrasi dan Mud Cake

Lumpur pemboran akan selalu melewati lapisan batuan *porous*, hal ini akan menyebabkan fluida dan partikel-partikel kecil lumpur masuk kedalam lapisan *porous*. Fluida yang hilang ke dalam batuan tersebut disebut "*filtrate*". Sedangkan

lapisan partikel-partikel besar tertahan dipermukaan batuan disebut "*filtrate cake*". Proses filtrasi diatas hanya terjadi apabila terdapat perbedaan tekanan positif ke arah batuan.

Persamaan untuk volume *filtrat* adalah sebagai berikut:

$$V_f = A \left[\frac{2k \left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1 \right) t \Delta P}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (3-52)$$

Keterangan:

- A = Filtration area, cm²
- k = Permeabilitas *cake*, darcy
- f_{sc} = Volume fraksi solid dalam *mud cake*
- f_{sm} = Volume fraksi solid dalam lumpur
- P = Tekanan Filtrasi, atm
- t = Waktu filtrasi, menit
- μ = Viscositas filtrat, cp

Persamaan yang umum digunakan untuk *static filtration loss* adalah:

$$Q_2 = Q_1 \times \left(\frac{t_2}{t_1} \right)^{0.5} \dots\dots\dots (3-53)$$

Keterangan:

- Q_1 = Fluid loss pada waktu t_1 , cm³
- Q_2 = Fluid loss pada waktu t_2 , cm³
- t = waktu filtrasi, *minute*

3.4.4.4. Derajat Keasaman (pH)

Derajat keasaman atau kebasaaan dari suatu larutan umumnya dapat ditentukan dengan menggunakan nilai pH. Bila harga pH<7 maka larutan akan bersifat asam dan bila pH>7 akan bersifat basa. Pengukuran pH perlu dilakukan

karena komponen-komponen pembentuk lumpur hanya bisa bekerja secara efektif pada pH tertentu. Lumpur yang bersifat asam akan dapat mengakibatkan korosif, serta menimbulkan gumpalan-gumpalan di lumpur. Sedangkan apabila lumpur terlalu basa akan menaikkan viskositas dan *Gel Strength* dari lumpur.

3.4.5. Additive Lumpur

Didalam lumpur pemboran selain terdiri atas komponen pokok lumpur, maka ada material tambahan yang berfungsi mengontrol dan memperbaiki sifat-sifat lumpur agar sesuai dengan keadaan formasi yang dihadapi selama operasi pemboran. Berikut ini akan disebutkan beberapa bahan kimia tersebut, yaitu untuk tujuan: menaikkan berat jenis lumpur, menaikkan viskositas, menurunkan viskositas, menurunkan *filtration loss* dan lain-lain.

3.4.5.1. Material Pemberat

Material pemberat umumnya digunakan untuk meningkatkan berat jenis (densitas) lumpur pemboran. Peningkatan berat jenis ini dikareakan bertambahnya porsi materi padatan di dalam komposisi lumpur pemboran. Material yang umum digunakan untuk menaikkan berat jenis adalah sebagai berikut :

1. *Barite* (BaSO_4)

Mempunyai spesifik gravitasi antara 4,25 – 4,35, biasanya dipergunakan untuk operasi pemboran yang melewati zona gas bertekanan tinggi yang dangkal.

2. *Galena* (PbS)

Mempunyai spesifik gravitasi 6,7 – 7,0, fungsi utamanya adalah untuk mematikan sumur apabila tekanan dari formasi yang besar.

3. *Calcium Carbonat* (CaCO_3)

Mempunyai spesifik gravitasi 2,75, material ini digunakan untuk lumpur jenis *oil base mud*. Kalsium karbonat biasanya dipergunakan untuk operasi pemboran yang dalam.

3.4.5.2. Pengental

Material pengental digunakan untuk meningkatkan nilai viskositas, yaitu nilai yang memperlihatkan tingkat kelembaman atau ketahanan sebuah fluida untuk mengalir. Bahan untuk menaikkan viskositas sebagai berikut :

1. *Wyoming bentonite*, merupakan material yang berfungsi untuk menaikkan viskositas lumpur jenis *fresh-water mud*, dimana tiap penambahan material ini kedalam air sebanyak 20 lb/bbl akan memberikan viskositas sebesar kurang lebih 36 detik *mursh funnel*.
2. *Attapulgate*, merupakan material *clay* yang berfungsi untuk menaikkan viskositas pada lumpur jenis *salt water base mud*.
3. *Extra high yield bentonite*.
4. *High yield clay*.

3.4.5.3. Pengencer

Material pengencer merupakan material yang memberikan reaksi yang berkebalikan dengan pengental. Material pengencer akan memberikan kemudahan bagi lumpur pemboran untuk mengalir dengan cara menurunkan viskositas lumpur pemboran. Bahan-bahan untuk menurunkan viskositas, antara lain :

1. *Calcium ligno sulfonate*, sangat baik sebagai *dispersant* pada *calcium treated muds* ataupun *lime treated muds*.
2. *Phospat*, dipakai sebagai *thinner* pada *low pH muds* dimana pada temperatur tidak lebih dari 180 °F. Hal ini dapat terjadi karena pada temperatur tersebut *phospat* akan pecah menjadi *orthophospat* dan sering dipakai untuk keadaan lumpur yang terkontaminasi dengan semen.
3. *Sodium, Acid PyroPhospat (SAPP)*, mempunyai pH kurang lebih 4, fungsinya untuk memperbaiki keadaan lumpur yang terkontaminasi dengan semen serta dapat digunakan untuk menurunkan viskositas.
4. *Quebracho*, dengan penambahan 2% dari volume lumpur dapat memperbaiki air tapan dan menurunkan viskositas lumpur.
5. Bahan penurunan viskositas yang lainnya dapat berupa *Chrome lignosulfonate, Processed lignite, Alkaline*.

3.4.5.4. *Filtration Loss Control Agent*

Bahan-bahan untuk menurunkan *filtration loss*, antara lain yaitu:

1. *Pregelatinized starch*

Digunakan pada *salt water mud* pada temperatur di bawah 200 °F dan diproduksi dari sari pati jagung dan kentang.

2. *Sodium carboxymethyl cellulose*

Tersedia dalam beberapa tingkatan tergantung dari derajat *polymerization* tahan terhadap garam dan temperatur tapi tidak lebih dari 300°F.

3. *Dispersants*

Mengurangi partikel clay menjadi jarak koloidal, dimana efektif terhadap permeabilitas *filter cake* dan dapat digunakan pada fresh water sistem, temperatur stabil bervariasi tergantung pilihan. Contohnya adalah *lignites, lignosulfanates*.

4. *Emulsified*

Tidak biasa digunakan untuk *fluid loss reducer*, tetapi dapat digunakan untuk mengurangi permeabilitas *cake*, temperatur bervariasi dengan kombinasi yang berbeda.

3.4.5.5. *Lost Circulation Material*

Digunakan untuk mengurangi efek masuknya lumpur kedalam formasi dan untuk mendapatkan kembali sirkulasi setelah terjadi hilang sirkulasi. *Lost circulation material* dapat didefinisikan sebagai material yang menyumbat (sebagai *seal / penyekat*) pada lapisan permeabel ataupun *fractured formation* guna mencegah hilangnya lumpur pemboran. Sebagian besar bahan ini digunakan untuk penanganan *lost circulation*. Material-material ini dapat dikategorikan kedalam empat macam, yaitu:

1. *Fibrous Lost-Circulation Materials*

Bahan ini seperti *Shredded sugar cane, Cotton fibers, Hog hair, Shredded automobile tires, Wood fibers* dan *Paper pulp*. Material ini memiliki *rigidity* relatif kecil dan dapat diberi tekanan besar kedalam lubang bor, sehingga bahan tersebut menjadi kusut dan dapat

menyumbat. *Fibrous material* tidak direkomendasikan untuk lumpur *Oil based mud*.

2. *Flake Lost-Circulation Materials*

Flake lost-circulation materials merupakan bahan-bahan seperti *Shereded cellophane, Mica flakes, Plastic laminated* dan *Wood chips* yang digunakan pada muka lapisan formasi yang dapat diberikan tekanan besar. Mekanismenya mirip dengan *fibrous material, cellophane* tidak direkomendasikan untuk lumpur bahan dasar *Oil based muds*.

3. *Granular Lost-Circulation Materials*

Granular lost-circulation materials seperti *Ground nut shells* dan *Ground carbonates* yang digunakan untuk menghalangi dan menyumbat pada lapisan porous terbuka. Material-material ini tersedia dalam ukuran *fine, medium* dan *course grades*. Untuk menyempurnakan kinerjanya, material ini harus memiliki ukuran partikel yang mendekati rongga formasi dan gradasi (jarak) partikel yang kecil guna mengefektifkan penyumbatan. *Granular material* dapat digunakan pada lumpur *Oil based muds*.

4. *Blended Lost-Circulation Materials*

Bahan-bahan ini mengandung campuran dari *fibrous, flake* dan *granular materials*. Namun bahan ini mengandung *cellophane flakes* yang tidak diperuntukkan pada lumpur *Oil based muds*.

Secara umum bahan – bahan yang digunakan sebagai LCM yaitu; *Fibrous material, nut shell fine, nut shell medium, coarse, ground mica fine, ground mica coarse* dan *cellophane*.

3.4.6. Jenis Tekanan Bawah Permukaan

3.4.6.1. Tekanan Hidrostatik

Tekanan Hidrostatik (P_h) adalah tekanan yang disebabkan oleh berat fluida dalam sebuah kolom, ditulis dalam persamaan dibawah ini:

$$P_h = \rho \times g \times h \dots\dots\dots (3-54)$$

atau dalam satuan lapangan :

$$P_h = 0.052 \times \rho_{fl} \times D \dots\dots\dots(3-55)$$

Keterangan:

ρ_{fl} = densitas fluida yang mempengaruhi tekanan hidrostatik, ppg

ρ = densitas fluida rata-rata, kg/m³

D = kedalaman dimana tekanan hidrostatik diukur, ft

h = ketinggian kolom fluida, m

Ph = tekanan hidrostatik, psig

g = percepatan gravitasi, m/s².

3.4.6.2. Tekanan *Overburden*

Mengetahui besaran tekanan *overburden gradient* adalah salah satu hal yang penting ketika hendak melakukan evaluasi tekanan pori formasi dan tekanan rekah formasi. Karena adanya kompaksi dari sedimen dan peningkatan dari *densitas* batuan yang konstan seiring dengan bertambahnya kedalaman maka *overburden gradient* juga akan meningkat secara cepat di bawah permukaan hingga mencapai nilai yang cenderung stabil pada kedalaman tertentu. Kalkulasi *overburden gradient* didasarkan pada adanya besaran yang didapat dari kegiatan logging, “*shale densities*”(cutting) atau dari data seismic (*interval transit time*).

3.4.6.3. Tekanan Rekah Formasi

Tekanan Rekah Formasi merupakan total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut rusak atau hancur. Prediksi dari tekanan ini harus lebih kecil dari tekanan *overburden* dan lebih besar dari tekanan pori. Besarnya gradien tekanan rekah umumnya dipengaruhi oleh tekanan *overburden*, tekanan formasi dan kondisi kekuatan batuan. Ada tiga metode yang berkembang saat ini yang dapat menjelaskan atau memprediksi tekanan rekah formasi, diantaranya metode *Hubert & Willis*, *Mathews & Kelly*, *Eaton* dan *Anderson et al.*

3.4.6.4. Tekanan Formasi

Tekanan pori atau yang juga disebut dengan tekanan formasi, merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida yang berada di dalam pori-pori batuan formasi. Pada umumnya *densitas* lumpur pemboran harus ditentukan berdasarkan besarnya tekanan pori, sehingga perlu diketahui tekanan pori terlebih dahulu.

Tekanan pori atau tekanan formasi pada umumnya dibagi menjadi dua yaitu tekanan formasi normal dan tekanan formasi abnormal. Tekanan formasi abnormal sendiri dibagi menjadi tekanan formasi *sub-normal* dan tekanan formasi *over-pressure*.

1. Tekanan Formasi Normal

Tekanan formasi normal adalah suatu tekanan formasi sebagai akibat dari tekanan hidrostatik fluida formasi. Sebagai contoh di daerah *Rocky Mountain*, air formasinya adalah air tawar (*fresh water*), yang mempunyai gradien $8.33 \text{ ppg} \times 0.052$ adalah 0.433 psi/ft . Gradien tekanan berhubungan dengan lingkungan pengendapan geologi. Karena pada umumnya sedimen diendapkan pada lingkungan air garam, maka banyak tempat di dunia mempunyai gradien tekanan antara 0.433 psi/ft sampai 0.465 psi/ft . Jadi formasi yang mempunyai gradien tekanan antara 0.433 psi/ft sampai 0.465 psi/ft disebut sebagai tekanan normal.

2. Tekanan Formasi *Abnormal*

a. Tekanan Formasi *Sub-Normal*

Tekanan formasi *sub-normal* adalah tekanan formasi yang berada di bawah gradien tekanan hidrostatik normal (di bawah gradien tekanan 0.433 psi/ft). Tekanan *sub-normal* umumnya terjadi karena formasi telah terdeposit atau sering disebut sebagai *depleted zone*. Pada beberapa kemungkinan, tekanan pori *sub-normal* terjadi karena penyebab-penyebab natural yang berhubungan dengan sejarah stratigrafi, tektonik dan geokimia dari suatu area. Akan tetapi penyebab utama dari tekanan pori *subnormal* adalah karena aktifitas produksi (terutama peralatan produksi *artificial*).

b. Tekanan Formasi *Over-pressure*

Tekanan formasi *over-pressure* adalah tekanan formasi yang berada di atas gradien tekanan hidrostatik normal (di atas gradien tekanan 0.465 psi/ft). Tekanan *over-pressure* tidak mempunyai komunikasi tekanan secara bebas sehingga tekanannya tidak cepat terdistribusi dan kembali menuju tekanan normalnya. Tekanan *abnormal* berkaitan dengan sekat (*seal*) dan terbentuk dalam suatu periode sedimentasi, kompaksi atau tersekat fluida dalam suatu lapisan yang dibatasi oleh lapisan yang impermeabel.

Pada proses kompaksi normal, mengecilnya volume pori akibat dari penambahan berat beban di atasnya dapat mengakibatkan fluida yang ada di dalam pori terdorong keluar dan mengalir ke segala arah menuju formasi di sekitarnya. Sehingga berat beban yang ada di atasnya akan ditahan oleh partikel-partikel sedimen. Kompaksi normal umumnya menghasilkan suatu gradien tekanan formasi yang normal.

Kompaksi *abnormal* akan terjadi jika penambahan berat beban di atasnya tidak menyebabkan berkurangnya ruang pori. Ruang pori tidak mengecil karena fluida di dalamnya tidak bisa terdorong keluar. Tersumbatnya fluida di dalam ruang pori ini menyebabkan fluida mempunyai simpanan energi yang cukup tinggi sehingga ketika pahat menembus formasi bertekanan *abnormal* ini, fluida langsung masuk ke dalam lubang bor (*kick*), dan jika *kick* ini tidak dapat dikontrol dapat mengakibatkan terjadinya *blow out* atau semburan liar. Beberapa mekanisme terbentuknya tekanan *abnormal* yaitu *incomplete sediment compaction*, patahan, kubah garam, *massive shale*, *charged zone*, struktur antiklin, dan lensa-lensa pasir.

3.4.7. *Mud Window Concept*

Perencanaan berat lumpur pada pendekatan *safe mud window*, sangat berhubungan erat dengan tekanan untuk menjaga kestabilan lubang sumur, untuk memenuhi hal tersebut tekanan *annular* di lubang sumur dikontrol secara cermat dan diatur berdasarkan batasan bagi tekanan di lubang sumur yang telah ditetapkan.

Batasan tekanan tersebut adalah tekanan pori dan tekanan rekah formasi yang dikenal dengan istilah *pressure window*.

Pressure window, yaitu beda tekanan antara tekanan pori dan tekanan rekah formasi, dimana kedua tekanan tersebut merupakan batasan tekanan dalam lubang bor yang diperbolehkan terjadi selama pemboran berlangsung agar tidak terjadi masalah dalam pemboran, terutama masalah yang berkaitan dengan kestabilan lubang sumur. Jika tekanan dalam lubang bor lebih kecil dari tekanan pori formasi akan terjadi *kick*, yaitu masuknya fluida dari formasi ke dalam lubang bor, dan jika tekanan dalam lubang melebihi tekanan rekah formasi akan terjadi *lost circulation*, yaitu hilangnya lumpur ke formasi.

Dari *Pressure window* yang ada dapat didesain seberapa besar range densitas dari lumpur yang harus digunakan untuk menjaga lubang bor tetap stabil / tidak runtuh. Yang mana besaran range berat lumpur yang digunakan tersebut dikenal dengan *Mud Window*. Umumnya *mud window* didesain agar lebih besar dari pore pressure dan lebih kecil dari *fracture pressure* dengan adanya *safety factor* sekitar 100-200 psi lebih besar dari *pore pressure*. Desain dari *mud window* tidak hanya berdasarkan adanya *safety faktor* saja melainkan besaran angka yang menunjukkan *wellbore stability*. Parameter yang disebut *wellbore stability* ini seperti sudah dibahas sebelumnya adalah *shear failure gradient*, yang mana nantinya densitas lumpur yang digunakan untuk menjaga kestabilan lubang bor berada diatas harga *shear failure gradient/collapse pressure*.

Dengan adanya parameter tambahan ini membuat *mud window* yang awalnya cukup besar menjadi dipersempit. Hal ini bertujuan memberikan *mud window* yang lebih tepat untuk digunakan sebagai tekanan untuk menjaga tekanan hidrostatik dari lubang bor. Tentunya hal ini juga bertujuan untuk menghindari adanya permasalahan lubang bor yang dimungkinkan akan terjadi apabila dilakukan menggunakan lumpur yang didesain tanpa adanya parameter *wellbore stability*.

BAB IV
PERHITUNGAN DAN ANALISA PERENCANAAN *DRILLING*
***PROGNOSIS* SUMUR “AR-5”**

Perencanaan dan perancangan *drilling prognosis* sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan membuat rancangan dari beberapa aspek utama yaitu *casing design*, *cementing job*, *drilling bit*, dan *drilling mud*. Pada dasarnya perancangan *drilling prognosis* membutuhkan data-data lapangan seperti *pore pressure fracture gradient*, data geologi serta data teknis pengeboran lainnya, yang umumnya sudah dianalisa dalam pengeboran sumur-sumur yang sudah terdapat pada lapangan tersebut. Pada lapangan “AR” sudah terdapat sumur “*Existing-2*”.

4.1. Data-Data Sumur

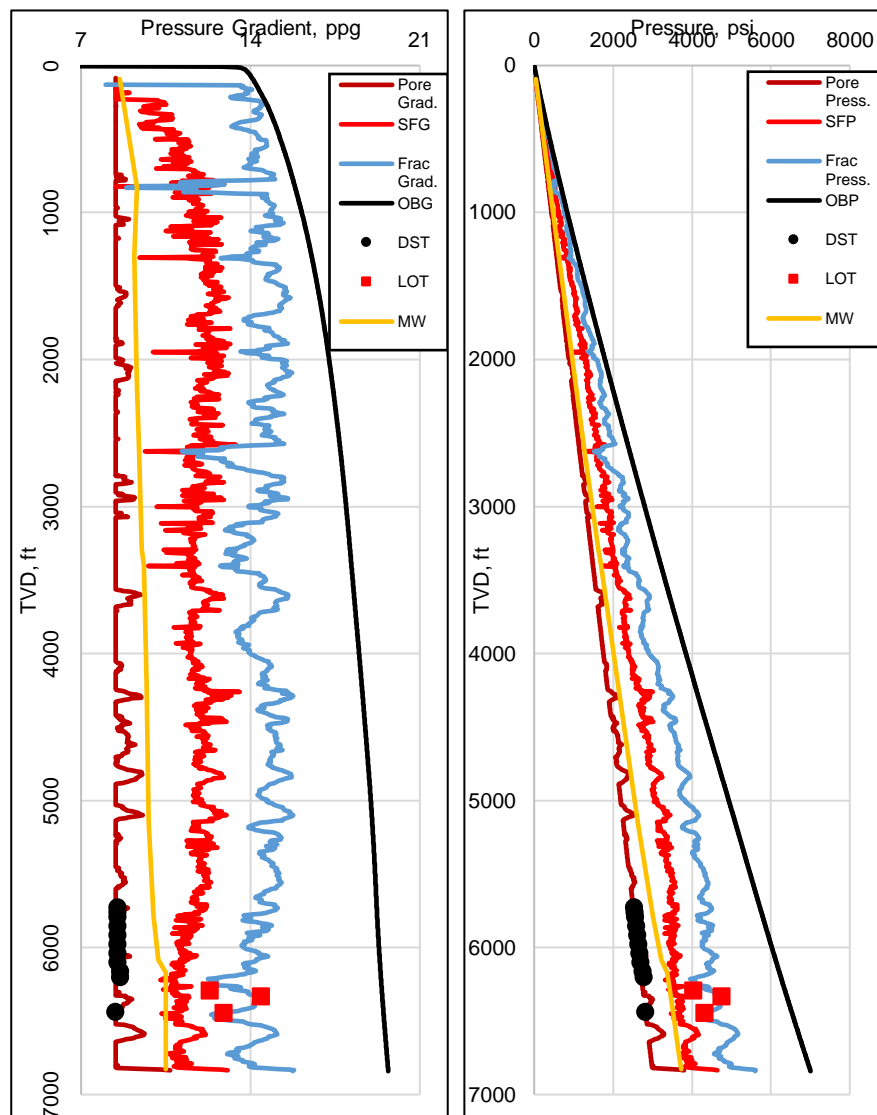
Pada perencanaan *drilling prognosis* ini membutuhkan beberapa data meliputi lapisan target yang akan di tembus, tekanan formasi, tekanan rekah formasi, litologi batuan, maupun data sejarah pemboran sumur *existing* (*casing design*, *cementing*, *bit record*, *drilling fluid*)

4.1.1. Geological Prognosis

Perencanaan *drilling prognosis* untuk sumur *infill* “AR-5” memerlukan data geologi berupa formasi-formasi apa saja yang akan di tembus dan formasi apa yang menjadi target operasi pemboran. Data ini juga berguna untuk menentukan *Casing point* pada *Production Liner* sebagai akhir dari operasi pemboran. Operasi pemboran sumur *infill* “AR-5” akan menembus formasi Air Benakat (ABF) (*Upper*, *Middle*, *Lower*), Formasi Gumai (GUF), formasi Batu Raja (BRF), formasi Talang Akar (TAF) (*Upper & Lower*), *metasediment* (*pre tertiary*), dan *metamorf* (*pre tertiary*). Target kedalaman operasi pemboran sumur *infill* “AR-5” berada di kedalaman 6435.35 ft (TD

4.1.2. Data Bawah Permukaan (Pore Pressure dan Fracture Gradient)

Data tekanan pada lapangan “AR” menjadi acuan yang sangat penting dalam proses perencanaan *mud weight* yang nantinya akan mempengaruhi proses perencanaan *casing design* pada sumur “AR-5”. Data tekanan pori pada lapangan “AR” bisa didapatkan dengan survei seismik. Pada lapangan “AR”, nilai tekanan pori sudah didapat melalui proses survei seismik yang dilakukan pada periode awal pemboran sumur “Existing” yang dapat dijadikan acuan dalam proses perencanaan *drilling prognosis* sumur pengembangan selanjutnya seperti sumur “AR-5”



Gambar 4.2.

Pore Pressure Fracture Gradient Sumur “Existing-2”

(PSME UPNVY, 2020)

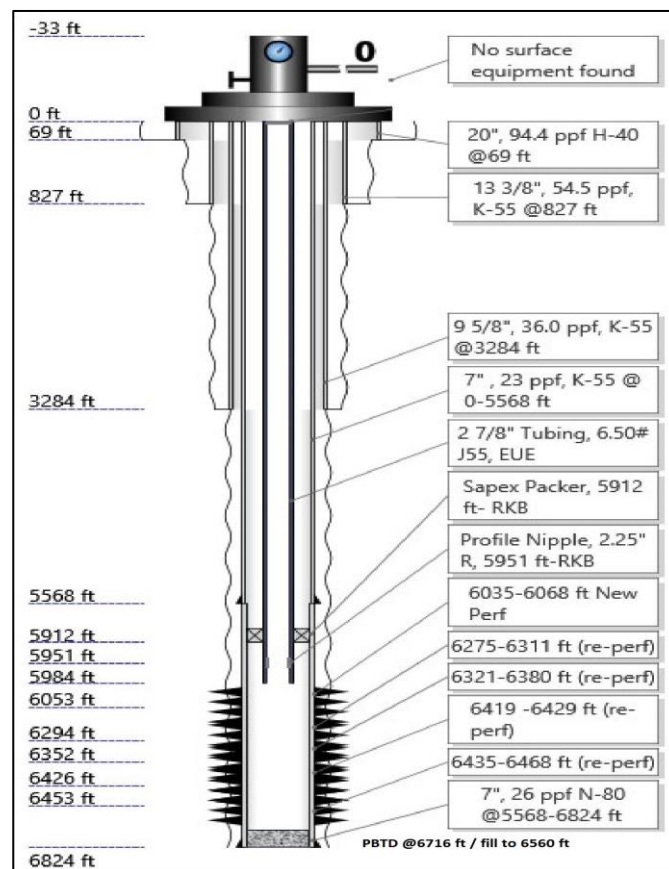
4.2. Casing Design

4.2.1. Casing Design Sumur Existing

Model *casing design* yang digunakan pada sumur *existing* dapat digunakan sebagai acuan dalam merencanakan *casing design* bagi sumur pengembangan berikutnya, termasuk sumur “AR-5”.

Tabel IV-1.
Casing Design Sumur Existing-2
(PSME UPNY, 2020)

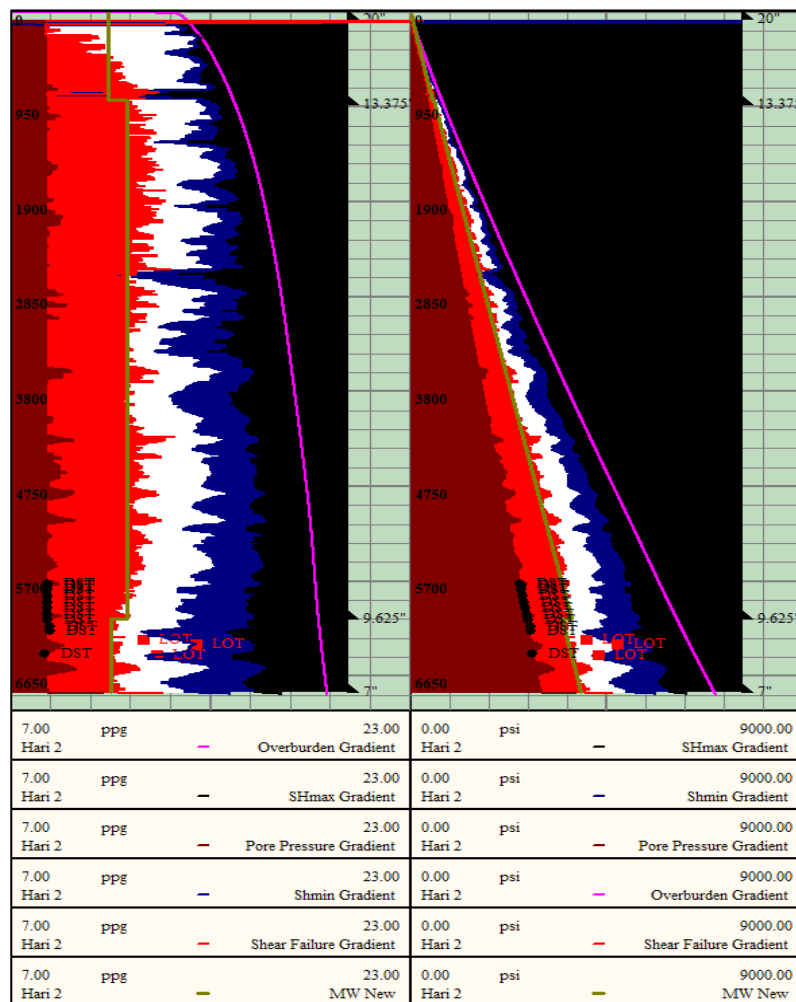
Sumur	Casing	Bit Size, Inch	Casing Size, Inch	Casing Grade	NW, ppf	Casing Depth, ft	Total joint	Cement Length, ft
Existing - 2	Drive Pipe	-	20	-	-	69	-	-
	Surface	17 1/2	13 5/8	K-55	54.5	287	20	827
	Intermediate	12 1/4	9 5/8	K-55	36	3284	75	3284
	Production	8 1/2	7	K-55	23	0-5567	115	4200
N-80				26	5567-6824	26		



Gambar 4.3.
Konstruksi Sumur “Existing-2”
(PSME UPNY, 2020)

4.2.2. Perencanaan Casing Setting Depth Sumur “AR-5”

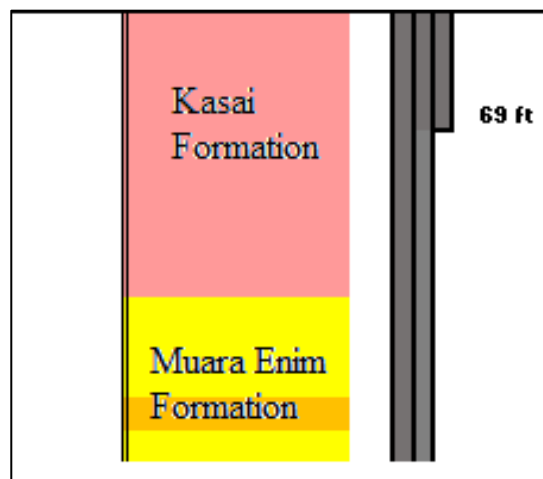
Hasil *design plot Casing setting depth* sumur “AR-5” berdasarkan tekanan pori, tekanan rekah serta litologi pada sumur *offset “Existing-2”* yang merupakan sumur *existing* terdekat dengan sumur “AR-5”. Berdasarkan hasil plot data tekanan formasi dan tekanan rekah formasi sumur *offset “Existing-2”* didapatkan *casing setting depth* dari beberapa *casing*, dimana pada hasil plot data yang ada didapatkan 4 trayek *casing*. Dalam perhitungan ini menghitung 4 trayek, karena dalam perencanaan *casing* ini menggunakan metode *top to bottom* maka dalam penentuan kedalaman dan perhitungan di mulai dari trayek paling atas.



Gambar 4.4.
Grafik Re-Design Casing Setting Depth

4.2.2.1. Drive Pipe

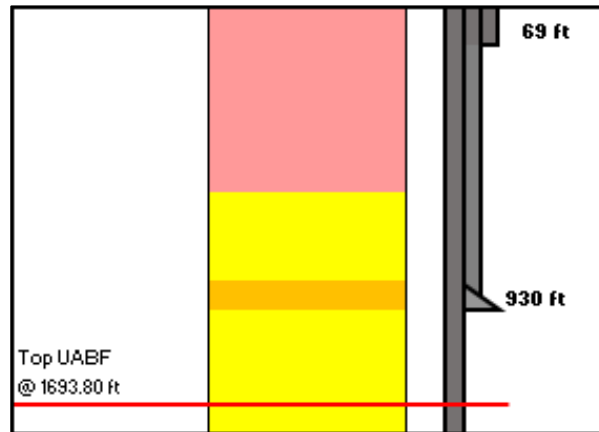
Berdasarkan analisa dari sumur *existing*, maka digunakan *drive pipe* pada trayek paling atas. *Drive pipe* berfungsi untuk melindungi lubang bor dari batuan sedimen yang kurang kompak serta melindungi *groundwater*/formasi air tanah agar tidak terkontaminasi oleh zat-zat kimia lumpur. Bila formasi air tawar tidak ditutup, zat kimia lumpur akan masuk ke dalam formasi air tawar, dan mengkontaminasi air tawar. Berdasarkan grafik *pressure window* dan lithology, *drive pipe casing* diinstal pada kedalaman 69 ft. *Drive Pipe Casing* pada sumur “AR-5” menembus formasi Kasai yang tersusun dari lapisan *sandstone* dengan sisipan *shale* tipis.



Gambar 4.5.
Drive Pipe Casing pada Sumur “AR-5”

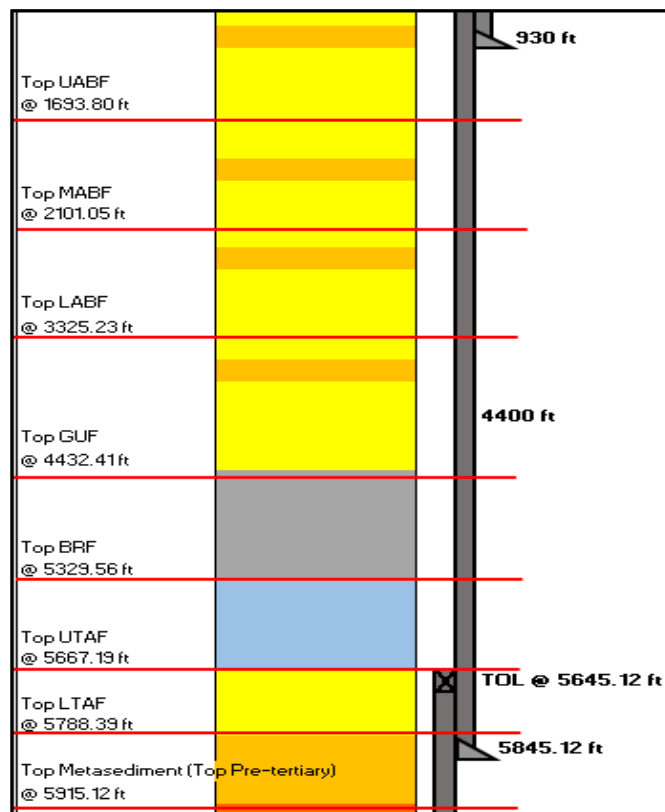
4.2.2.2. Surface Casing

Casing shoe pada *Surface casing* dengan ukuran 13-3/8” sumur “AR-5” terletak pada kedalaman 930 ft. Berdasarkan dari litologi batuan yang mulai berubah dari formasi Kasai dan formasi Muara Enim menjadi formasi Air Benakat, *casing shoe* untuk *surface casing* menembus lapisan formasi Muara Enim tersebut hingga mencapai bagian atas Formasi Air Benakat (*Upper Air Benakat*) dengan kandungan dominan *sandstone* pada masing – masing formasi.



Gambar 4.6.
Surface Casing Sumur "AR-5"

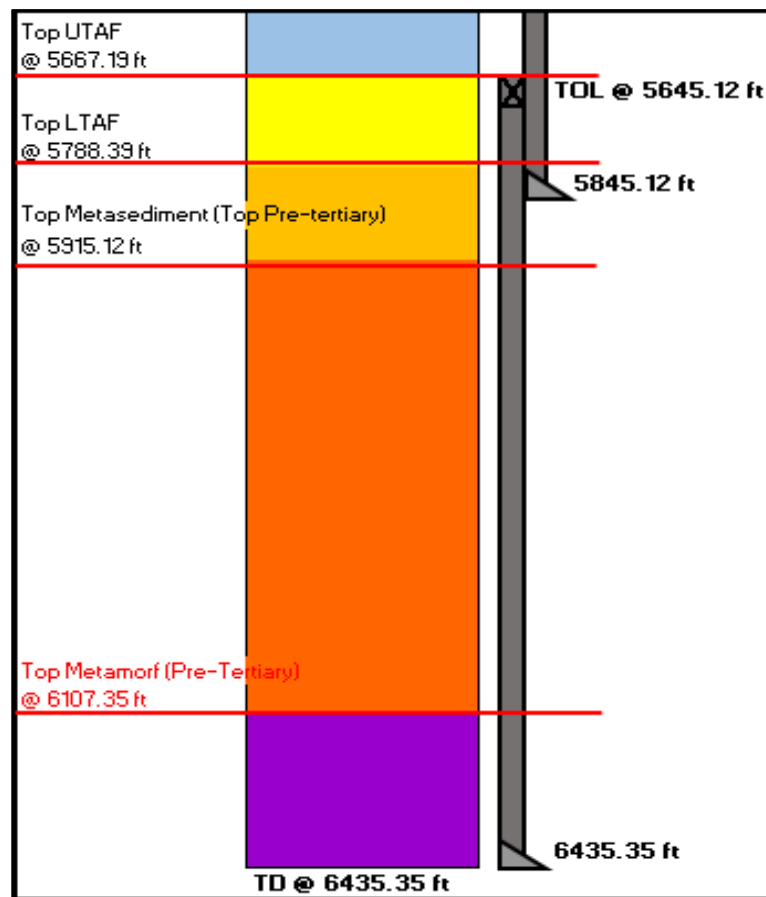
4.2.2.3. Intermediate Casing



Gambar 4.7.
Intermediate Casing sumur "AR-5"

Casing shoe pada trayek *Intermediate* terletak pada kedalaman 5845.12 ft. *Intermediate Casing* pada sumur “AR-5” menembus beberapa lapisan yaitu formasi Air Benakat, Gumai, Baturaja, dan Talang Akar. Formasi Air Benakat tersusun dari *sandstone* dengan sisipan *shale* dan *lignit*. Formasi Gumai merupakan perselingan antara *shale* dan *sandstone* dengan sedikit sisipan batu gamping pada bagian yang lebih dalam. Formasi Baturaja dan Talang Akar tersusun dari lapisan tipis batu pasir dan lempung dan batu gamping yang berselang-seling bergantian.

4.2.2.4. Liner

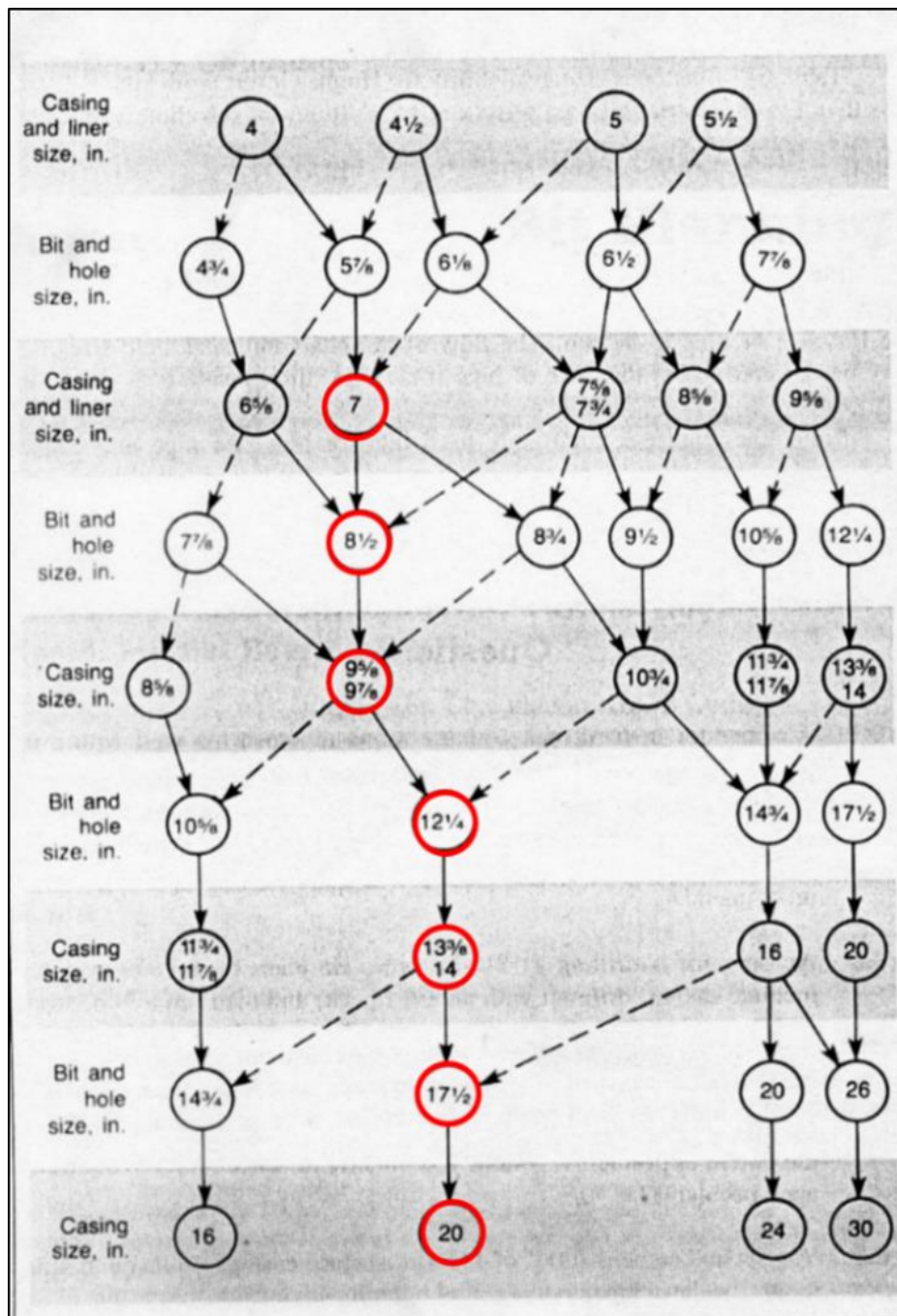


Gambar 4.8.
Liner Sumur “AR-5”

Pada trayek terakhir sumur “AR-5”, terdapat *Liner* yang bergantung mulai dari kedalaman 5645.12ft (*Top Of Liner*) hingga kedalaman 6435.35ft (TD). *Liner* ini menggantung pada sisi dalam *intermediate casing* dimana *liner hanger* terdapat pada ketinggian 200ft di atas *casing shoe* pada *intermediate casing*. *Liner* pada

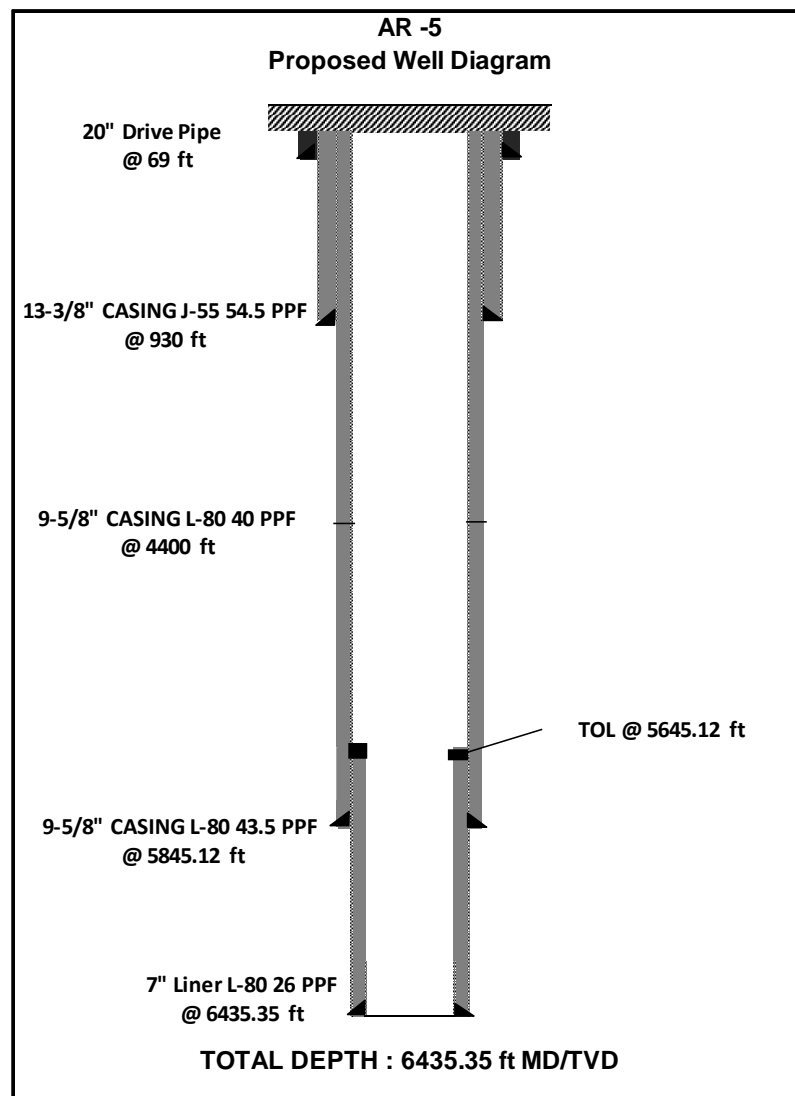
sumur “AR-5” ini mencalupi formasi *lower* Talang Akar, lapisan *metasediment* (*top Pre-Tertiary*), dan lapisan metamorf (*Pre-Tertiary*).

4.2.3. Penentuan *Hole Geometry*



Gambar 4.9.
Pemilihan Ukuran *Bit & Casing*
(Adams, 1985)

Pemilihan ukuran *casing* dan *drill bit* pada struktur sumur “AR-5” dapat dilakukan dengan menggunakan metode pemilihan pada alur pemilihan ukuran *bit* dan *casing* (Neil J. Adams, 1985). Dari hasil Pemilihan *Casing* didapatkan ukuran *Casing* yang digunakan adalah 7”, 9 5/8”, 13 3/8” dan 20”. Sedangkan untuk ukuran *bit* yang dipakai adalah 8 1/2”, 12 1/4”, 17 1/2” dan 26” (*drive in*). Pada trayek 7” digunakan *Liner* dikarenakan lebih hemat biaya serta untuk faktor keselamatan jika terdapat tekanan abnormal pada formasi produktif maka digunakan *Liner* untuk mengisolasi zona produktif.



Gambar 4.10.
Konstruksi Sumur “AR-5”

4.2.4. Perencanaan *Casing Design* Sumur “AR-5”

Proses perencanaan *casing design* sumur “AR-5” dilakukan dengan merencanakan ukuran dan perhitungan beban yang akan dialami *casing*. Proses perencanaan ukuran *casing* sudah diselesaikan pada proses yang menggunakan alur pemilihan ukuran *casing* dan *drill bit* oleh Neil J. Adams (1985), sementara proses perhitungan beban yang akan dialami *casing* bertujuan untuk menyesuaikan spesifikasi *casing* agar tetap kuat namun masih ekonomis. Proses perhitungan beban pada *conductor casing* atau disebut juga *drive pipe* umumnya tidak dilakukan, mengingat beban yang diterima oleh *conductor casing* tidak cukup besar. Proses perencanaan *casing design* sumur “AR-5” ini meliputi *surface casing*, *intermediate casing*, dan *liner*.

4.2.4.1. *Casing 13 3/8”*

Data-data yang dibutuhkan untuk perencanaan *design Casing 13 3/8 inch* :

Diameter <i>Casing</i> (OD)	: 13 3/8 inch
Diameter lubang bor	: 17 1/2 inch
<i>Casing Setting Depth</i>	: 930 ft
CSD Trayek Selanjutnya	: 5845.12 ft
Gradien tekanan gas (Gg)	: 0.1044 psi/ft
<i>Gradient salt water</i> (Gsw)	: 0.465 psi/ft
Pf @ 930 ft	: 407.67 psi
Pf @ 5845.12 ft	: 2562.27 psi
Berat lumpur	: 10.9 ppg

4.2.4.1.1. *Burst Load*

Tekanan *burst* dihitung dengan mengasumsikan terjadi *kick* pada trayek ini.

1. Tekanan *Burst* di *surface*, dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure* dapat menentukan Tekanan *Burst* dipermukaan menggunakan **Persamaan (3-7)** :

$$\begin{aligned}
 P_b @ \text{ surface} &= (P_f @ 5845.12 \text{ ft} - (G_g \times \text{CSD})) - 0 \\
 &= (2562.27 \text{ psi} - (0.1044 \text{ psi / ft} \times 5845.12 \text{ ft}) - 0
 \end{aligned}$$

$$= 1952.04 \text{ psi}$$

2. Tekanan *Burst* pada kaki *Casing* dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure* dapat menentukan Tekanan *Burst* dipermukaan menggunakan **Persamaan (3-9)** :

$$\begin{aligned} \text{Pb@ Shoe} &= (\text{Pf @ } 5845.12 \text{ ft} - \text{Gg} \times (\text{CSD@9-5/8"} - \text{CSD@13 3/8"})) - \\ &\quad \text{Gsw} \times \text{CSD@13-3/8"} \\ &= (2562.27 \text{ psi} - 0.1044 \text{ psi/ft} \times (5845.12 \text{ ft} - 930 \text{ ft}) - 0.465 \\ &\quad \text{psi/ft} \times 930 \text{ ft} \\ &= 1616.68 \text{ psi} \end{aligned}$$

Beban *Burst* maksimal terdapat pada kedalaman 0 *ft* yang diakibatkan saat terjadi *kick* sehingga beban terbesar berada di permukaan, sedangkan Beban *burst minimum* terdapat pada kedalaman 930 *ft* atau pada *casing shoe*. Plot nilai Pb@surface dan Pb@shoe menghasilkan garis *Burst Load line* pada grafik tekanan vs kedalaman.

4.2.4.1.2. Collapse Load

Tekanan *collapse* di asumsikan terjadi *loss circulation* di dalam *Casing* :

1. Beban *Collapse* di permukaan, dihitung dengan **Persamaan (3-11)**

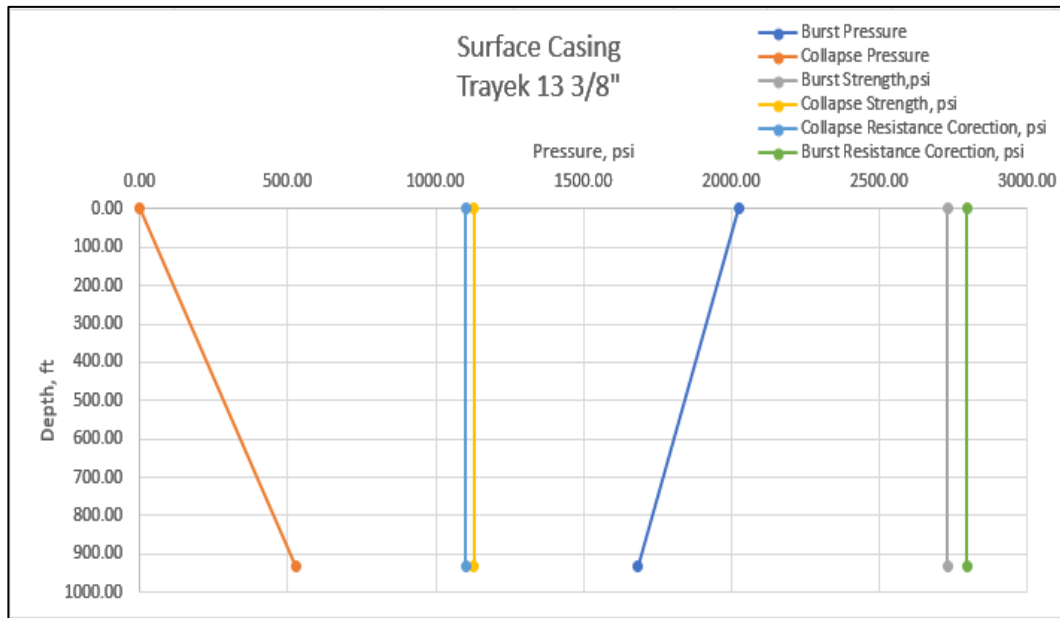
$$\begin{aligned} \text{Pc@surface} &= 0.052 \times 10.9 \text{ ppg} \times 0 \text{ ft} \\ &= 0 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. Beban *Collapse* pada kaki *Casing*, dihitung dengan **Persamaan (3-13)**

$$\begin{aligned} \text{Pc@shoe} &= 0.052 \times 10.9 \text{ ppg} \times 930 \text{ ft} \\ &= 527.12 \text{ psi} \end{aligned}$$

Beban *Collapse* maksimal terdapat pada kedalaman 930 *ft* yang diakibatkan lumpur fluida saat terjadi *loss circulation* sehingga beban terbesar berada di kolom lumpur paling bawah. Sedangkan Beban *Collapse minimum* terdapat pada kedalaman 0 *ft* dikarenakan kolom 0. Plot nilai Pc@surface dan Pc@shoe menghasilkan garis *Collapse Load line* pada grafik tekanan vs kedalaman. Pemilihan spesifikasi *casing* 13 3/8 inch untuk trayek *surface* sumur “AR-5” ini

dilakukan dengan memilih spesifikasi *casing* yang mampu menahan beban terbesar pada trayek ini yaitu beban *burst* di permukaan.



Gambar 4.11.
Beban Dan Kekuatan Casing 13 3/8"

Beban *burst* terbesar terjadi di permukaan diakibatkan kondisi jika terjadinya *kick* sehingga gas *kick* masuk kedalam *Casing* dan menyebabkan tekanan berlebih, sedangkan tekanan *collapse* terbesar berada pada *Casing shoe* dimana tekanan ini adalah tekanan hidrostatik lumpur yang mempunyai selisih dengan tekanan formasi (tekanan *burst* di *casing shoe*) antara 100-200 psi. Nilai dari *Maximal Collapse Resistance* dan *Internal Yield Pressure* untuk casing J-55 ; 54.5 ppf; BTC, memiliki nilai yang lebih besar daripada beban yang akan diterima. Sehingga Casing J-55 ; 54.5 ppf; BTC, aman untuk digunakan pada trayek ini.

Tabel IV-2
Pemilihan Casing 13 3/8"

Interval, ftTVD	OD, inch	NW, lb/ft	Coupling	Grade	Maximal Collapse Resistance, psi	Internal Yield Pressure, psi	Joint Strength, lbs	Body Yield, lbs
0 – 930	13 3/8	54.5	BTC	J-55	1130	2730	909000	853000

4.2.4.1.3 Tension Load

1. Bouyancy Factor, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-16)** :

$$\begin{aligned} \text{BF} &= 1 - (10.9 \text{ ppg} / 65.5 \text{ ppg}) \\ &= 0.83 \end{aligned}$$
2. Berat *Casing* di udara, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-17)** :

$$\begin{aligned} \text{Wa} &= 930 \text{ ft} \times 54.5 \text{ lbs/ft} \\ &= 50685 \text{ lbs} \end{aligned}$$
3. Berat *Casing* di dalam lumpur, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-18)** :

$$\begin{aligned} \text{Wm (Tension load)} &= 50685 \text{ lbs} \times 0.83 \\ &= 42250.4 \text{ lbs} \end{aligned}$$

4.2.4.1.4 Biaxial Load

1. Faktor beban biaksial, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-32)** :

$$\begin{aligned} X &= (42250 \text{ lbs} / 853000 \text{ lbs}) \\ &= 0.05 \end{aligned}$$
2. Menghitung faktor *collapse/burst strength* menggunakan **persamaan (3-33)**:

$$Y = \pm \sqrt{1 - 0.75X^2} - 0.5X$$

$$Y = \pm \sqrt{1 - 0.75 \times 0.05^2} - 0.5 \times 0.05$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Collapse)} &= \sqrt{1 - 0.75 \times 0.05^2} - 0.5 \times 0.05 \\ &= 0.97 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Burst)} &= \frac{1}{\sqrt{1 - 0.75 \times 0.05^2} - 0.5 \times 0.05} \\ &= 1.02 \end{aligned}$$
3. *Collapse resistance* dan *burst resistance* hasil koreksi terhadap beban tension, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-34)** dan **Persamaan (3-35)** :

$$\begin{aligned} \text{CRC} &= 0.97 \times 1130 \text{ psi} \\ &= 1100.97 \text{ psi} \\ \text{BRC} &= 1.02 \times 2730 \text{ psi} \\ &= 2795.10 \text{ psi} \end{aligned}$$

4.2.4.1.5. Safety Factor

Safety Factor untuk *Casing* 13 3/8” ; J-55 ; 54.5 ppf ; BTC ditentukan menggunakan **Persamaan (3-37)**, **persamaan (3-38)**, **Persamaan (3-39)** :

$$\begin{aligned} SF_{Ni} &= \frac{2795.10}{1952.04} \\ &= 1.43 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SF_{Nc} &= \frac{1100.97}{527.12} \\ &= 2.09 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SF_{Nj} &= \frac{909000}{42250.4} \\ &= 21.51 \end{aligned}$$

4.2.4.2. Casing 9 5/8”

Data-data yang dibutuhkan untuk perencanaan *design Casing* 9 5/8” :

Diameter <i>Casing</i> (OD)	: 9 5/8 inch
Diameter lubang bor	: 12 1/4 inch
<i>Casing Setting Depth</i>	: 5845.12 ft
CSD Trayek Selanjutnya	: 6435.35 ft
Gradien tekanan gas (Gg)	: 0.1044 psi/ft
<i>Gradient pure water</i> (Gpw)	: 0.433 psi/ft
Tekanan Formasi @ 5845.12 ft	: 2562.27 psi
Tekanan Formasi @ 6435.35 ft	: 2821 psi
Berat lumpur	: 11.7 ppg
Panjang <i>Casing</i> (L)	: 5845.12 ft

4.2.4.2.1. Burst Load

Tekanan *burst* di asumsikan terjadi *kick* pada trayek ini.

1. Tekanan *Burst* di *surface*, dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure* dapat menentukan Tekanan *Burst* dipermukaan menggunakan **Persamaan (3-7)** :

$$\begin{aligned}
 P_{b@ \text{ surface}} &= (P_f @ 6435.35 \text{ ft} - (G_g \times \text{CSD})) - 0 \\
 &= (2821 \text{ psi} - (0.1044 \text{ psi/ft} \times 5845.12 \text{ ft}) - 0 \\
 &= 2210.77 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2. Tekanan *Burst* kaki *Casing*, dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure* dapat menentukan Tekanan *Burst* dipermukaan menggunakan **Persamaan (3-9)** :

$$\begin{aligned}
 P_{b@ \text{ Shoe}} &= (P_{f@D} - G_g \times (\text{CSD}@7'' - \text{CSD}@9-5/8'') - G_{pw} \times \text{CSD} \\
 &= 2821 \text{ psi} - (0.1044 \text{ psi/ft} \times (6435.35 \text{ ft} - 5845.12 \text{ ft})) \\
 &\quad - 0.433 \text{ psi / ft} \times 5845.12 \text{ ft} \\
 &= 703.31 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Tekanan *Burst* diberbagai kedalaman dihitung untuk menentukan *Safety Factor* beberapa *Section* yang digunakan. Tekanan burst pada kedalaman 4400 *ft* menggunakan **Persamaan (3-9)** :

$$\begin{aligned}
 P_{b@ 4400 \text{ ft}} &= 5812.56 \text{ psi} - (0.1044 \text{ psi / ft} \times (6435.35 \text{ ft} - 4400 \text{ ft}) - \\
 &\quad 0.433 \text{ psi/ft} \times 4400 \text{ ft} \\
 &= 228.44 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Beban *Burst* maksimal terdapat pada kedalaman 0 ft yang diakibatkan saat terjadi *kick* sehingga beban terbesar berada di BOP. Sedangkan Beban *burst minimum* terdapat pada kedalaman 5845.12 ft atau pada *casing shoe*. Plot nilai $P_{b@ \text{ surface}}$ dan $P_{b@ \text{ shoe}}$ menghasilkan garis *Burst Load line* pada grafik tekanan vs kedalaman.

4.2.4.2.2. Collapse Load

Tekanan *collapse* di asumsikan terjadi *loss circulation*.

1. Beban *Collapse* di permukaan, dihitung dengan **Persamaan (3-11)** :

$$\begin{aligned}
 P_{c@ \text{ surface}} &= 0.052 \times 11.7 \times 0 \text{ ft} \\
 &= 0 \text{ psi}
 \end{aligned}$$
2. Beban *Collapse* pada kedalaman 4400 ft, dihitung dengan **Persamaan (3-13)**:

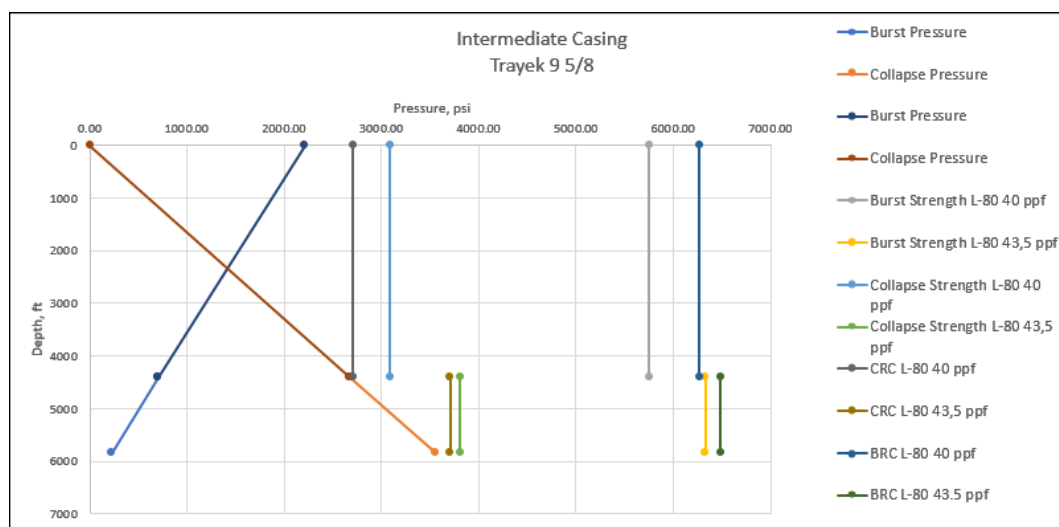
$$\begin{aligned}
 P_{c@ \text{ surface}} &= 0.052 \times 11.7 \times 4400 \text{ ft} \\
 &= 2676.96 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Beban *Collapse* pada kaki *Casing*, dihitung dengan **Persamaan (3-13)** :

$$\begin{aligned} P_{c@shoe} &= 0.052 \times 11.7 \times 5845.12 \text{ ft} \\ &= 3556.17 \text{ psi} \end{aligned}$$

Beban *Collapse* maksimal terdapat pada kedalaman 5845.12 ft yang diakibatkan lumpur fluida saat terjadi *loss circulation* sehingga beban terbesar berada di kolom lumpur paling bawah. Beban *Collapse* minimum terdapat pada kedalaman 0 ft dikarenakan kolom lumpur 0. Plot nilai $P_{c@surface}$ dan $P_{c@shoe}$ menghasilkan garis *Burst Load line* pada grafik tekanan vs kedalaman.

Kekuatan *Casing* yang dipilih harus lebih besar dari beban maksimal yang diterima *Casing* pada setiap *Section*. Pada trayek ini beban maksimal *Section 1* adalah beban burst pada permukaan, beban maksimal *Section 2* adalah beban *collapse* pada kedalaman 4400 ft.



Gambar 4.12.
Beban Dan Kekuatan *Casing* 9 5/8"

Pada trayek 9 5/8 *intermediate casing*, tekanan *burst* terbesar terjadi di permukaan yang diasumsikan bila terjadinya *kick* sehingga gas *kick* masuk kedalam *Casing* dan menyebabkan tekanan berlebih, sedangkan tekanan *collapse* terbesar berada pada *casing shoe* dimana tekanan ini adalah tekanan hidrostatik lumpur yang mempunyai selisih dengan tekanan formasi (tekanan *burst* di *casing shoe*) antara 100-200 psi. Nilai dari *Maximal Collapse Resistance* dan *Internal Yield Pressure* dari *Casing* L-80 ; 40 ppf & 43.5 ppf ; BTC ; memiliki nilai yang lebih besar dari

pada beban yang terjadi pada masing masing *section*. Sehingga *Casing* dengan spesifikasi seperti itu akan mampu menahan beban trayek *intermediate* sehingga dapat digunakan pada trayek ini

Tabel IV-3
Pemilihan Casing 9 5/8"

<i>Section</i>	Interval, ftTVD	OD, inch	NW, lb/ft	Coupling	Grade	MCR, psi	IYP, psi	Joint Strength, lbs	Body Yield, lbs
<i>Section 1</i>	0 – 4400	9 5/8	40	BTC	L-80	3090	5750	94700	916000
<i>Section 2</i>	4400 – 5845.12	9 5/8	43.5	BTC	L-80	3810	6330	1038000	1005000

4.2.4.2.3. Tension Load Setiap Section

a. *Section 2* (4400 – 5845.12 ft) *Casing 9 5/8"*; L-80; 43.5 ppf; BTC

1. *Bouyancy Factor*, dihitung dengan **Persamaan (3-16)** :

$$\begin{aligned} BF &= 1 - (11.7 \text{ ppg} / 65.5 \text{ ppg}) \\ &= 0.82 \end{aligned}$$

2. Berat *Casing* di udara, dihitung dengan **Persamaan (3-17)** :

$$\begin{aligned} W_a &= (5845.12 - 4400) \text{ ft} \times 43.5 \text{ lbs/ft} \\ &= 62862.93 \text{ lbs} \end{aligned}$$

3. Berat *Casing* di dalam lumpur (Beban *Tension*) dihitung dengan **Persamaan (3-18)** :

$$\begin{aligned} W_{\text{tension } 2} &= 62862.93 \text{ lbs} \times 0.82 \\ &= 51634 \text{ lbs} \end{aligned}$$

b. *Section 1* (0-4400 ft) *Casing 9 5/8"*; L-80; 40 ppf; BTC

1. *Bouyancy Factor*, dihitung dengan **Persamaan (3-16)** :

$$\begin{aligned} BF &= 1 - (11.7 \text{ ppg} / 65.5 \text{ ppg}) \\ &= 0.8213740458015267 \\ &= 0.82 \end{aligned}$$

2. Berat *Casing* di udara, dihitung dengan **Persamaan (3-17)** :

$$\begin{aligned} W_a &= 4400 \text{ ft} \times 40 \text{ lbs/ft} \\ &= 176000 \text{ lbs} \end{aligned}$$

3. Berat *Casing* di dalam lumpur (Beban Tension), dihitung dengan

Persamaan (3-18) :

$$\begin{aligned} W_{\text{tension 1}} &= 176000 \text{ lbs} \times 0.8213740458015267 \\ &= 144561.832061 \text{ lbs} \\ W_t (\text{Total Tension}) &= 144561.832061 \text{ lbs} + 51634 \text{ lbs} \\ &= 196195.8 \text{ lbs} \end{aligned}$$

4.2.4.2.4. *Biaxial Load Setiap Section*

a. *Section 2* (4400 – 5845.12 ft)

1. Faktor beban biaksial, dihitung dengan **Persamaan (3-32) :**

$$\begin{aligned} X &= (51634 \text{ lbs} / 1005000 \text{ lbs}) \\ &= 0.05 \end{aligned}$$

2. Faktor *collapse/burst strength* menggunakan **persamaan (3-33):**

$$\begin{aligned} Y &= \pm \sqrt{1 - 0.75X^2} - 0.5X \\ Y &= \pm \sqrt{1 - 0.75 \times 0.06^2 - 0.5 \times 0.05} \\ Y (\text{Collapse}) &= 0.97332111 \sim \\ &= 0.97 \\ Y (\text{Burst}) &= 1.02469820 \sim \\ &= 1.02 \end{aligned}$$

3. *Collapse resistance* dan *burst resistance* hasil koreksi terhadap beban tension, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-34)** dan **Persamaan (3-35) :**

$$\begin{aligned} \text{CRC} &= 0.97 \times 3810 \text{ psi} \\ &= 3708.35 \text{ psi} \\ \text{BRC} &= 1.02 \times 6330 \text{ psi} \\ &= 6486.34 \text{ psi} \end{aligned}$$

b. *Section 1* (0-4400 ft)

1. Faktor beban biaksial, dihitung dengan **Persamaan (3-32) :**

$$\begin{aligned} X &= (196195.8 \text{ lbs} / 916000 \text{ lbs}) \\ &= 0.20 \end{aligned}$$

2. Faktor *collapse/burst strength* menggunakan **persamaan (3-32):**

$$Y = \pm\sqrt{1-0.75X^2} - 0.5X$$

$$Y = \pm\sqrt{1 - 0.75 \times 0.23^2 - 0.5 \times 0.20}$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Collapse)} &= \sqrt{1 - 0.75 \times 0.23^2 - 0.5 \times 0.20} \\ &= 0.883453 \sim \\ &= 0.88 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Burst)} &= \frac{1}{\sqrt{1-0.75 \times 0.23^2 - 0.5 \times 0.20}} \\ &= 1.0856462 \sim \\ &= 1.09 \end{aligned}$$

3. *Collapse resistance* dan *burst resistance* hasil koreksi terhadap beban tension, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-34)** dan **Persamaan (3-35)** :

$$\begin{aligned} \text{CRC} &= 0.88 \times 3090 \text{ psi} \\ &= 2705.46 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{BRC} &= 1.09 \times 5750 \text{ psi} \\ &= 6266 \text{ psi} \end{aligned}$$

4.2.4.2.5. Safety Factor Setiap Section

- a. *Section 2* (4400 – 5845.12 ft)

Untuk *Safety Factor Casing* 9-5/8” L-80; 43,5 ppf; BTC, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-37)**, **Persamaan (3-38)**, dan **Persamaan (3-39)** :

$$\begin{aligned} 1. \text{ SF Ni} &= \frac{6486.34}{703.31} \\ &= 9.22 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2. \text{ SF Nc} &= \frac{3708.35}{3556.17} \\ &= 1.04 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 3. \text{ SF Nj} &= \frac{1038000}{51634} \\ &= 20.1 \end{aligned}$$

- b. *Section 1* (0 – 4400 ft)

Untuk *Safety Factor Casing* 9-5/8” L-80; 40 ppf; BTC, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-37)**, **Persamaan (3-38)**, dan **Persamaan (3-39)** :

$$\begin{aligned}
 1. \text{ SF Ni} &= \frac{6266}{2210.77} \\
 &= 2.83 \\
 2. \text{ SF Nc} &= \frac{2705.46}{2676.96} \\
 &= 1.01 \\
 3. \text{ SF Nj} &= \frac{947000}{196195.8} \\
 &= 4.84.2.4.3.
 \end{aligned}$$

4.2.4.3. Liner 7''

Data-data yang dibutuhkan untuk *redesign liner 7''* adalah sebagai berikut

Diameter <i>Casing</i> (OD)	: 7 inch
Diameter lubang bor	: 8 1/2 inch
Top of <i>Liner</i> (TOL)	: 5645.12 ft
<i>Casing Setting Depth</i>	: 6435.35 ft
<i>Gradient</i> tekanan gas (Gg)	: 0.1044 psi/ft
<i>Gradient salt water</i>	: 0.465 psi/ft
Tekanan Formasi @ 6435.35 ft	: 2821 psi
Berat lumpur	: 11 ppg
Panjang <i>Liner</i> (L)	: 790.23 ft

4.2.4.3.1. Burst Load

Tekanan *burst* di asumsikan terjadi *kick* pada trayek ini

1. Tekanan *Burst* di TOL, dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure* dapat menentukan Tekanan *Burst* di TOL menggunakan

Persamaan (3-7) :

$$\begin{aligned}
 \text{Pb@ TOL ft} &= \text{Pf @ 6435.35 ft} - \text{Gg} \times (\text{D@CSD} - \text{D@TOL}) \\
 &= 2821 \text{ psi} - 0.1044 \text{ psi/ft} \times (6435.35 \text{ ft} - 5645.12 \text{ ft}) \\
 &= 2738.5 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2. Tekanan *Burst* kaki *Casing*, dihitung dengan menentukan *Internal Pressure* dan *External Pressure*. Setelah menghitung *Internal Pressure* dan *External Pressure*

Pressure dapat menentukan Tekanan *Burst* di *casing shoe* menggunakan

Persamaan (3-8) :

$$\begin{aligned} P_b @ shoe &= 2821 \text{ psi} - 0.1044 \text{ psi/ft} \times (6435.35 \text{ ft}) \\ &= 2149.15 \text{ psi} \end{aligned}$$

Beban *Burst* maksimal terdapat pada kedalaman 5645.12 *ft* yaitu *top of Liner* yang diakibatkan saat terjadi *kick*. Sedangkan Beban *burst minimum* terdapat pada kedalaman 6435.35 *ft* atau pada *casing shoe*. Plot nilai $P_b @ TOL$ dan $P_b @ shoe$ pada **Gambar 4.16**. Garis yang dihasilkan adalah *Burst Load line*.

4.2.4.3.2. Collapse Load

1. Beban *Collapse* di permukaan, pada kasus ini merupakan kedalaman TOL, dihitung dengan **Persamaan (3-12)**:

Tekanan *collapse* di asumsikan terjadi *loss circulation*.

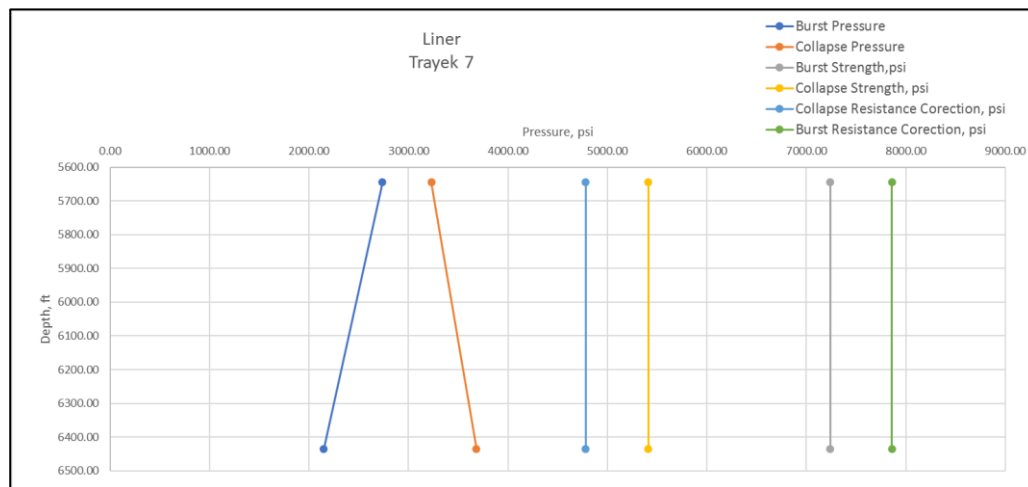
$$\begin{aligned} P_c @ TOL &= 0.052 \times 11 \times 5645.12 \text{ ft} \\ &= 3229.01 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. Beban *Collapse* pada kaki *Casing*, dihitung dengan **Persamaan (3-13)**:

$$\begin{aligned} P_c @ 6435.35 &= 0.052 \times 11 \times 6435.35 \text{ ft} \\ &= 3681.02 \text{ psi} \end{aligned}$$

Beban *Collapse* maksimal terdapat pada kedalaman 6435.35 *ft* (*TVD*) yang diakibatkan lumpur fluida saat terjadi *loss circulation* sehingga beban terbesar berada di kolom lumpur paling bawah. Sedangkan Beban *Collapse* minimum terdapat pada *top of liner* yaitu pada kedalaman 5645.12 *ft*.

Plot nilai $P_c @ TOL$ dan $P_c @ shoe$ pada **Gambar 4.13**. Garis yang dihasilkan merupakan *Collapse Load line*. Kekuatan *Casing* yang dipilih harus lebih besar dari beban maksimal yang diterima *Casing*. Pada trayek ini beban maksimal adalah beban *Collapse* pada *top of Liner* (*TOL*) sehingga bila di plot pada grafik kartesian akan seperti **Gambar 4.13**.



Gambar 4.13.
Beban Dan Kekuatan Liner 7”

Pada **Gambar 4.13.** tekanan *burst* terbesar terjadi di permukaan yang diakibatkan terjadinya kick sehingga gas kick masuk kedalam *Casing* dan menyebabkan tekanan berlebih sedangkan tekanan *collapse* terbesar berada pada *casing shoe* dimana tekanan ini adalah tekanan hidrostatik lumpur yang mempunyai selisih dengan tekanan formasi (tekanan burst di *casing shoe*) antara 100-200 psi. Pada **Gambar 4.13.** menunjukkan bahwa nilai dari MCR Liner L-80; 26 ppf; BTC memiliki nilai yang lebih besar dari pada beban yang terjadi. Sehingga Liner L-80; 26 ppf; BTC dapat digunakan pada trayek ini.

Tabel IV-4
Pemilihan Casing 7”

Interval, ftTVD	OD, inch	NW, lb/ft	Coupling	Grade	Collapse Strength, psi	Burst Strength, psi	Joint Strength, lbs	Body Yield, lbs
5645.12 – 6435.35	7	26	BTC	L-80	5410	7240	641000	604000

4.2.4.3.3. Beban Tension, Beban *Biaxial* dan *Safety Factor*

1. *Bouyancy Factor*, dihitung dengan **Persamaan (3-16)** :

$$\begin{aligned} BF &= 1 - (11 \text{ ppg} / 65.5 \text{ ppg}) \\ &= 0.83 \end{aligned}$$

2. Berat *Casing* di udara, dihitung dengan **Persamaan (3-17)** :

$$W_a = 5645.12 \text{ ft} \times 26 \text{ lbs/ft}$$

$$= 146773.25 \text{ lbs}$$

3. Berat *Casing* di dalam lumpur, dihitung dengan **Persamaan (3-18)** :

$$\begin{aligned} W_{\text{tension}} &= 146773.25 \text{ lbs} \times 0.83 \\ &= 122124.3 \text{ lbs} \end{aligned}$$

4.2.4.3.4. *Biaxial Load*

1. Faktor beban biaksial, dihitung dengan **Persamaan (3-30)** :

$$\begin{aligned} X &= (122124.3 \text{ lbs} / 604000 \text{ lbs}) \\ &= 0.20 \end{aligned}$$

2. Faktor *collapse/burst strength* menggunakan **persamaan (3-31)**:

$$Y = \pm \sqrt{1 - 0.75X^2} - 0.5X$$

$$Y = \pm \sqrt{1 - 0.75 \times 0.21^2 - 0.5 \times 0.20}$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Collapse)} &= \sqrt{1 - 0.75 \times 0.21^2 - 0.5 \times 0.20} \\ &= 0.88345368 \sim \\ &= 0.88 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Y \text{ (Burst)} &= \frac{1}{\sqrt{1 - 0.75 \times 0.21^2 - 0.5 \times 0.21}} \\ &= 1.08564624 \sim \\ &= 1.09 \end{aligned}$$

3. *Collapse resistance* dan *burst resistance* hasil koreksi terhadap beban tension, ditentukan menggunakan **Persamaan (3-32)** dan **Persamaan (3-33)** :

$$\begin{aligned} \text{CRC} &= 0.88 \times 5410 \text{ psi} \\ &= 4779.48 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{BRC} &= 1.09 \times 7240 \text{ psi} \\ &= 7860.08 \text{ psi} \end{aligned}$$

4.2.4.3.5. *Safety Factor*

Untuk *Safety Factor Liner L-80; 26 ppf; BTC*, ditentukan menggunakan **persamaan (3-36)** dan **Persamaan (3-37)** :

$$\begin{aligned} \text{SF Ni} &= \frac{7860.08}{2738.50} \\ &= 2.87 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SF_{Nc} &= \frac{4779.48}{3681.02} \\ &= 1.3 \\ SF_{Nj} &= \frac{641000}{122124.3} \\ &= 5.25 \end{aligned}$$

Tabel IV-5
Perencanaan Design Casing “AR-5”

Hole Size, Inch	Casing Size, Inch	Top Depth, ftMD	Bottom Depth, ftMD	NW, ppf	ID, Inch	Grade	Joint	Connection
	Drive Pipe 20		69					
17 1/2	13 3/8	0	930	54.5	12.459	J-55	25.83	BTC, R-3
12 1/4	9 5/8 (Sec 1)	0	4400	40	8.835	L-80	122.22	BTC, R-3
12 1/4	9 5/8 (Sec 2)	4400	5845.12	43.5	8.755	L-80	40.14	BTC, R-3
8 1/2	Liner 7	5645.12	6435.35	26	6.276	L-80	21.95	BTC, R-3

Casing Size, Inch	Burst, psi	Collapse, psi	Burst Resistance Correction, psi	Collapse Resistance Correction, psi	Yield, 1000 lbs	Joint, 1000 lbs	Safety Factor Burst	Safety Factor Collapse	Safety Factor Joint
Drive Pipe 20									
13 3/8	2730	1130	2795.10	1100.97	853	909	1.43	2.09	21.51
9 5/8 (Sec 1)	5750	3090	6266	2705.46	916	947	2.83	1.01	4.83
9 5/8 (Sec 2)	6330	3810	6486.34	3708.35	1005	1038	9.22	1.04	20.10
Liner 7	7240	5410	7860.08	4779.48	604	641	2.87	1.30	5.25

4.3. Cementing

4.3.1. Data Cementing Sumur Existing Lapangan “AR”

Tabel IV-6
Data Cementing Sumur “Existing-2”

Pre-flush Fluid	Cement, ft	Cement Interval, ft	Total Cement, sack	Cement Composition	Cement Density, ppg	Displaced Cement
	-		-	-	-	-
20 bbl fresh water + 1 sx SAPP	826.77	0-252	587	"G" Cement + 1,5% bwoc PH Gel + 1,0% bwoc CaCl ₂ + 0,005 gps Dair-2	13.8	121 bbl fresh water
20 bbl fresh water + 1 sx SAPP	3284.12	0-1001	504	Lead : "G" Cement + 1,5% bwoc PH Gel + 0,5% CaCl ₂ + 0,025 gps Halad-322L + 0,005 gps D-Air ₂	13.8	252 bbl fresh water
			266	Tail : "G" Cement + 0,02 gps Halad-322L + 0,005 gps D-Air-215	15.8	
10 bbl 3% KCL + 30 bbl Flo-Check 21 + 15 bbl 3% KCL	4196.2	2627,95 - 6824,147	350	"G" Cement + 35% bwoc SSA-1 + 0,3 gps Halad-322L + 0,1 gps CFR-3L + 0,005 gps D-Air-2	13.8	265 bbl water
			200	"G" Cement + 32% bwoc SSA-1 + 0,3 gps Halad-322L + 0,1 gps CFR-3L + 0,005 gps D-Air-2	15.8	

4.3.2. Perencanaan Cementing Sumur “AR-5”

Untuk membuat perencanaan *cementing program* yang akan digunakan pada sumur “AR-5” maka diperlukan data perencanaan casing yang digunakan pada sumur “AR-5”.

Tabel IV-7
Data Perencanaan Casing Sumur “AR-5”

BIT, in	Casing OD, in	Casing Setting Depth, ft	Casing Grade	Casing Weight, lb/ft	ID, in
26	20	69	H-40	94.4	19.124
17 1/2	13 3/8	930	J-55	54.5	12.459
12 1/4	9 5/8	5845.12	L-80	43.5	8.755
8 1/2	7	5645.1	L-80	26	6.276
8 1/2	7	6435.3	L-80	26	6.276

4.3.2.1. Perencanaan Cementing pada Surface Casing

1. Menghitung Volume Total yang dibutuhkan pada trayek *surface* dengan langkah sebagai berikut :

- Menghitung kapasitas *casing* menggunakan **Persamaan 3.41** :

$$C_{casing} = \frac{19.124^2 - (13.375)^2}{1029.4}$$

$$= 0.18 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *annulus* menggunakan **Persamaan 3.42** :

$$C_{annulus} = \frac{17.5^2 - 13.375^2}{1029.4}$$

$$= 0.123722 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *rat hole* menggunakan **Persamaan 3.43** :

$$C_{rat\ hole} = \frac{17.5^2}{1029.4}$$

$$= 0.017 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *float collar* menggunakan **Persamaan 3.44** :

$$C_{float\ collar} = \frac{12.459^2}{1029.4}$$

$$= 0.012103 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung Volume *Casing* menggunakan **Persamaan 3.45** :

$$V_{casing} = 0.18 \text{ bbl/ft} \times 69 \text{ ft}$$

$$= 12.524 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Annulus* + Volume *Excess* (*Excess* = 30%) :

$$V_{annulus} = 0.124 \text{ bbl/ft} \times (930-69) \text{ ft} \times 130\%$$

$$= 138.482 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Excess* ($Excess = 30\%$) :

$$\begin{aligned} V_{excess} &= 30\% \times 138.5 \text{ bbl} \\ &= 41.545 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Rat Hole* menggunakan **Persamaan 3.47** :

$$\begin{aligned} V_{rat\ hole} &= 0.017 \text{ bbl/ft} \times 40 \\ &= 0.68 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Float Collar* menggunakan **Persamaan 3.48** :

$$\begin{aligned} V_{float\ collar} &= 0.0121 \text{ bbl/ft} \times 40 \\ &= 0.484 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume Total Semen menggunakan **Persamaan 3.49** :

$$\begin{aligned} V_{total} &= 12.524 \text{ bbl} + 138.5 \text{ bbl} + 0.68 \text{ bbl} + 0.484 \text{ bbl} + 41.545 \text{ bbl} \\ &= 193.71 \text{ bbl} = 1087.62 \text{ cuft} \end{aligned}$$

- Menghitung Total *Sack* Semen yang dibutuhkan untuk trayek *surface* menggunakan **Persamaan 3.50** :

$$\begin{aligned} \text{Sack Semen} &= 1087.62 \text{ cuft} / 1.581 \text{ cuft/sack} \\ &= 687.8 \text{ sack} \end{aligned}$$

2. Menghitung komposisi semen yang dibutuhkan pada trayek *surface*

Komposisi yang akan digunakan pada trayek *surface* sumur “AR-5” mengacu pada sumur offset yaitu sumur “*Existing-2*” sebagai berikut :

- “G” Cement = 94 lbs
- PH Gel (Bentonite) = 1.50 %
- CaCl_2 (Accelerator) = 1 %
- D-air-2 (Defoamer) = 0.005 gps
- Water = 71 %

Dari data tersebut maka dapat ditentukan perencanaan komposisi semen pemboran yang dibutuhkan untuk sumur “AR-5” seperti pada **Tabel IV-8**.

Tabel IV-8
Perencanaan Semen pada Trayek *Surface* Sumur “AR-5”

TOTAL	
Volume Lead, ft ³	1087.62
Total Cement, Sack	687.80
Total PH Gel, lbs	688.56
Total CaCl ₂ , lbs	646.53
Total D air 2, gal	3.44
Total Water, gal	5517.62

4.3.2.2. Perencanaan *Cementing* pada *Intermediate Casing*

1. Menghitung Volume Total yang dibutuhkan pada trayek *surface* dengan langkah sebagai berikut :

- Menghitung kapasitas *casing* menggunakan **Persamaan 3.41** :

$$\begin{aligned} C_{\text{casing}} &= \frac{12.459^2 - (9.625)^2}{1029.4} \\ &= 0.06 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

- Menghitung kapasitas *annulus* menggunakan **Persamaan 3.42** :

$$\begin{aligned} C_{\text{annulus}} &= \frac{12.25^2 - 9.625^2}{1029.4} \\ &= 0.055782 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

- Menghitung kapasitas *Rat Hole* menggunakan **Persamaan 3.43** :

$$\begin{aligned} C_{\text{rat hole}} &= \frac{12.25^2}{1029.4} \\ &= 0.0119 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

- Menghitung kapasitas *float collar* menggunakan **Persamaan 3.44** :

$$\begin{aligned} C_{\text{float collar}} &= \frac{8.755^2}{1029.4} \\ &= 0.008505 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Casing* menggunakan **Persamaan 3.45** :

$$\begin{aligned} V_{\text{casing}} &= 0.06 \text{ bbl/ft} \times 930 \text{ ft} \\ &= 56.543 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Annulus* + Volume *Excess* (*Excess* = 30%)

$$\begin{aligned} V_{\text{annulus}} &= 0.056 \text{ bbl/ft} \times (5845.12 - 930) \text{ ft} \times 130\% \\ &= 356.427 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Excess* ($Excess = 30\%$)

$$V_{excess} = 30\% \times 356.427 \text{ bbl}$$

$$= 106.928 \text{ bbl}$$
- Menghitung Volume *Rat Hole* menggunakan **Persamaan 3.47** :

$$V_{rat\ hole} = 0.0119 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft}$$

$$= 0.476 \text{ bbl}$$
- Menghitung Volume *Float Collar* menggunakan **Persamaan 3.48** :

$$V_{float\ collar} = 0.0085 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft}$$

$$= 0.340 \text{ bbl}$$
- Menghitung Volume Total Semen menggunakan **Persamaan 3.49** :

$$V_{total} = 56.543 + 356.327 + 0.476 + 0.340 + 106.928 \text{ bbl}$$

$$= 520.715 \text{ bbl}$$
- Menghitung Volume *Tail Cement* menggunakan **Persamaan 3.49** :

$$V_{tail} = 356.327 + 0.476 + 0.340 + 106.928 \text{ bbl}$$

$$= 464.17 \text{ bbl} = 2606.13 \text{ cuft}$$
- Menghitung Volume *Lead Cement* :

$$V_{lead} = 520.715 \text{ bbl} - 464.17 \text{ bbl}$$

$$= 56.54 \text{ bbl} = 317.46 \text{ cuft}$$
- Menghitung Total Sack *Lead Cement* yang dibutuhkan untuk trayek *intermediate* menggunakan **Persamaan 3.50** :

$$\text{Sack Lead Cement} = 317.46 \text{ cuft} / 1.581 \text{ cuft/sack}$$

$$= 203.03 \text{ sack}$$
- Menghitung Total Sack *Tail Cement* yang dibutuhkan untuk trayek *intermediate* menggunakan **Persamaan 3.50** :

$$\text{Sack Tail Cement} = 2606.13 \text{ cuft} / 1.581 \text{ cuft/sack}$$

$$= 2268.77 \text{ sack}$$

2. Menghitung komposisi semen yang dibutuhkan pada trayek *intermediate*

Tabel IV-9
Komposisi Semen pada Trayek *Intermediate* Sumur “Existing-2”

		Amount		Type Addictive
Intermediate Casing	"G" Cement			
	PH Gel	1.50%	bwow	Bentonite
	CaCl ₂	0.5%	bwoc	Accelerator
	Hallad-322L	0.025	gps	FLCA
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer
	Water	70%		
	Total (Lead)			
	"G" Cement			
	Hallad-322L	0.025	gps	FLCA
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer
Water	44%			
Total (Tail)				

Komposisi yang akan digunakan pada trayek *intermediate* sumur “AR-5” mengacu pada sumur “Existing-2”. Dari data tersebut maka dapat ditentukan perencanaan komposisi semen pemboran yang dibutuhkan untuk trayek *intermediate* sumur “AR-5” seperti pad **Tabel IV-10**.

Tabel IV-10
Perencanaan Semen pada Trayek *Intermediate* Sumur “AR-5”

LEAD		TAIL	
Volume Lead, ft ³	317.46	Volume Tail, ft ³	2606.13
Total Cement, Sack	203.03	Total Cement, Sack	2268.77
Total PH Gel, lbs	200.39	Total Hallad-322L, gal	56.72
Total CaCl ₂ , lbs	95.43	Total D air 2, gal	11.34
Total Hallad-322L, gal	5.08	Total Water, gal	11279.11
Total D air 2, gal	1.02		
Total Water, gal	1605.82		

4.3.2.3. Perencanaan *Cementing* pada *Liner*

1. Menghitung Volume Total yang dibutuhkan pada trayek *liner* dengan langkah sebagai berikut :

- Menghitung kapasitas *casing* menggunakan **Persamaan 3.41** :

$$C_{casing} = \frac{8.755^2 - (7)^2}{1029.4}$$

$$= 0.03 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *annulus* menggunakan **Persamaan 3.42** :

$$C_{\text{annulus}} = \frac{8.5^2 - 7^2}{1029.4}$$

$$= 0.022586 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *Rat Hole* menggunakan **Persamaan 3.43** :

$$C_{\text{rat hole}} = \frac{8.5^2}{1029.4}$$

$$= 0.008257 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung kapasitas *float collar* menggunakan **Persamaan 3.44** :

$$C_{\text{float collar}} = \frac{6.276^2}{1029.4}$$

$$= 0.006097 \text{ bbl/ft}$$

- Menghitung Volume *Casing* menggunakan **Persamaan 3.45** :

$$V_{\text{casing}} = 0.03 \text{ bbl/ft} \times (6435.35 - 5645.12) \text{ ft}$$

$$= 5.372 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Annulus* + Volume *Excess* (*Excess* = 30%)

$$V_{\text{annulus}} = 0.023 \text{ bbl/ft} \times (6435.35 - 5645.12) \text{ ft} \times 130\%$$

$$= 17.330 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Excess* (*Excess* = 30%)

$$V_{\text{excess}} = 30\% \times 17.330 \text{ bbl}$$

$$= 5.199 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Rat Hole* menggunakan **Persamaan 3.47** :

$$V_{\text{rat hole}} = 0.0083 \text{ bbl/ft} \times 40$$

$$= 0.33 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Float Collar* menggunakan **Persamaan 3.48** :

$$V_{\text{float collar}} = 0.0061 \text{ bbl/ft} \times 40$$

$$= 0.244 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume Total Semen menggunakan **Persamaan 3.49** :

$$V_{\text{total}} = 5.372 + 17.330 + 0.33 + 0.244 + 5.199 \text{ bbl}$$

$$= 28.475 \text{ bbl}$$

- Menghitung Volume *Tail Cement* menggunakan **Persamaan 3.49** :

$$\begin{aligned} V_{tail} &= 17.330 + 0.33 + 0.244 + 5.199 \text{ bbl} \\ &= 23.10 \text{ bbl} = 129.71 \text{ cuft} \end{aligned}$$

- Menghitung Volume *Lead Cement*

$$\begin{aligned} V_{lead} &= 28.475 \text{ bbl} - 23.10 \text{ bbl} \\ &= 5.37 \text{ bbl} = 30.16 \text{ cuft} \end{aligned}$$

- Menghitung Total Sack *Lead Cement* yang dibutuhkan untuk trayek *intermediate* menggunakan **Persamaan 3.50** :

$$\begin{aligned} \text{Sack Lead Cement} &= 30.16 \text{ cuft} / 1.581 \text{ cuft/sack} \\ &= 17.29 \text{ sack} \end{aligned}$$

- Menghitung Total Sack *Tail Cement* yang dibutuhkan untuk trayek *intermediate* menggunakan **Persamaan 3.50** :

$$\begin{aligned} \text{Sack Tail Cement} &= 129.71 \text{ cuft} / 1.581 \text{ cuft/sack} \\ &= 89.03 \text{ sack} \end{aligned}$$

2. Menghitung komposisi semen yang dibutuhkan pada trayek *liner*

Tabel IV-11
Komposisi Semen pada Trayek *Liner* Sumur “Existing-2”

		Amount	Type Addictive	Weight, lbs	Volume, gal	
Liner	"G" Cement			94.000	3.591	
	SSA-1	35.00%	bwoc	Silica Flour	32.900	2.836
	Hallad-322L	0.3	gps	FLCA	1.412	0.300
	CFR-3L	0.1	gps	Friction Reducer	0.508	0.100
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.042	0.005
	Water	55%			51.700	6.214
	Total (Lead)				180.562	13.046
	"G" Cement				94.000	3.591
	SSA-1	32%	bwoc	Silica Flour	30.080	1.366
	Hallad-322L	0.3	gps	FLCA	1.412	0.300
	CFR-3L	0.1	gps	Friction Reducer	0.508	0.100
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.042	0.005
	Water	49%			46.060	5.536
	Total (Tail)				172.102	10.898

Komposisi yang akan digunakan pada trayek *liner* sumur “AR-5” mengacu pada sumur “Existing-2”. Dari data tersebut maka dapat ditentukan perencanaan komposisi semen pemboran yang dibutuhkan untuk trayek *liner* sumur “AR-5” seperti pada **Tabel IV-12**.

Tabel IV-12
Perencanaan Semen pada Trayek *Liner* Sumur “AR-5”

LEAD		TAIL	
Volume Lead, ft3	30.16	Volume Tail, ft3	129.71
Total Cement, Sack	17.29	Total Cement, Sack	89.03
Total SSA-1, lbs	568.94	Total SSA-1, lbs	2678.11
Total Hallad-322L, gal	5.19	Total Hallad-322L, gal	26.71
Total CFR-3L, gal	1.73	Total CFR-3L, gal	8.90
Total D air 2, gal	0.09	Total D air 2, gal	0.4451646
Total Water, gal	107.46	Total Water, gal	492.92294

4.4. *Drill bit*

4.4.1. *Bit Record Sumur Existing*

Penggunaan *Drill bit* pada sumur *existing* lapangan “AR” menggunakan ukuran *bit* yang sama untuk ketiga sumur *existing* yaitu dengan ukuran 17.5 inch, 12.25 inch, dan 8.5 inch.

Tabel IV-13
***Bit Record* Sumur “Existing-2”**

Well	Existing-2						
	17.5	12.25	12.25	8.5	8.5	8.5	8.5
Size	17.5	12.25	12.25	8.5	8.5	8.5	8.5
Make	SEC	SEC	HTC	HTC	PDC	SEC	W.McD
Type	SS44G	MM44NG	J22	J22	FM2545	S86F	52F
IADC	1-3-5	2-1-4	5-1-7	5-1-7	2-6-4	5-2-7	5-2-7
Serial Number	718742	719470	G16WL	O14XG	59711477	719115	A20368
Nozzle	3x20	3x20	3x20	OPEN	4, 2 x 12, 16, 18	3x16	2x16, 2x15
Depth In	0	252	799	1003	1035	1875	2018
Depth Out	252	799	1003	1035	1875	2018	2081
Meterage	252	547	204	32	840	143	63
WOB	5 - 15	10 - 25	25 - 30	20 - 30	8 - 10	10 - 30	30
RPM	80 - 90	50 - 88	80 - 95	80 - 95	115 - 125	70 - 85	70 - 80
GPM	735	610	595	342	407	335	332
ROP							
Pump Pressure	1300	1100	1250	330	1300	1120	1150

4.4.2. *Analisa Drill Bit Menggunakan Metode Cost Per Foot*

Untuk menganalisa *performance bit* menggunakan metode *cost per foot*, dibutuhkan data-data sebagai berikut :

- *Bit Cost* (Cb), \$/ft
- *Rig Cost* per jam (Cr), \$/hour

- Waktu Rotasi (Td), *hours*
- Round Trip Time (Tt), *hours*
- Kedalaman yang ditembus *bit* (F), *feet*

4.4.2.2. Cost Per Foot Sumur “Existing-2”

Berdasarkan data *bit* pada sumur “Existing-2”, maka dapat dihitung nilai *cost per foot* untuk setiap jenis *bit* yang digunakan. Salah satu contoh perhitungan *cost per foot* pada kedalaman 0-826.56 *feet* dengan menggunakan *bit* 17.5” adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} C_b &= 4557 \$ \\ C_r &= 16500/\text{day} \\ &= 687.5 \$/\text{hours} \\ T_d &= 10.67 \text{ hours} \\ T_t &= 1.414 \text{ hours} \\ F &= 826.56 \text{ feet} \end{aligned}$$

Sehingga *cost per foot* untuk sumur “Existing-2” pada kedalaman 0-826.56 *feet* menggunakan *bit* ukuran 17.5” dapat dihitung menggunakan **Persamaan 3.51** :

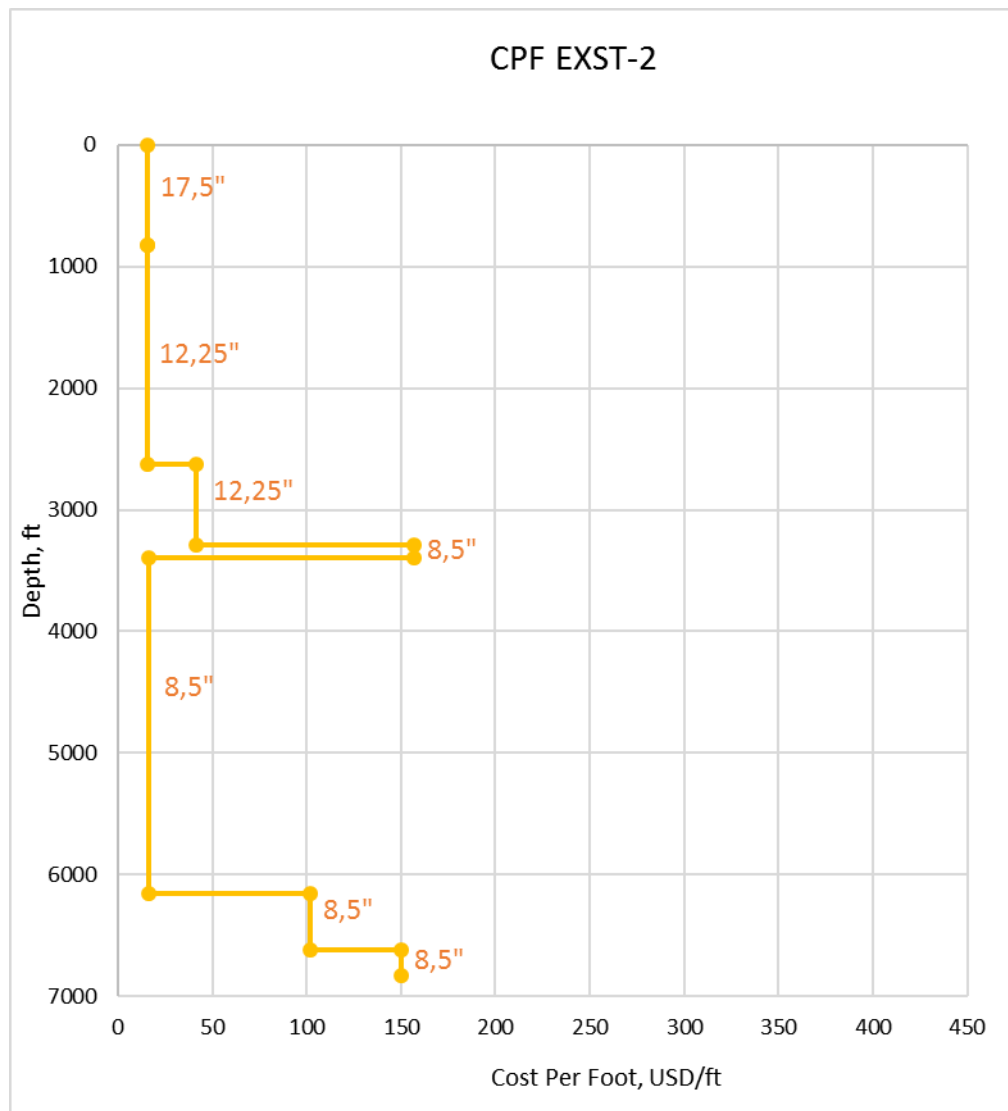
$$\begin{aligned} CPF &= \frac{4557 \$ + 687 \$/\text{hrs}(10.67 + 1.414) \text{ hrs}}{826.56 \text{ ft}} \\ &= 15.56 \$/\text{ft} \end{aligned}$$

Tabel IV-14

Hasil Perhitungan Cost Per Foot Sumur “Existing-2”

Size	Type	Bit hours	IADC	Bit cost (Rp)	Bit cost	Rig cost/day	Rig cost/hour	Depth in (m)	Depth out (m)	Meterage	Footage	Roundtrip time	Cost per foot (\$/feet)
17,5	SS44G	10.67	1-3-5	6.8E+07	4557	16500	687.5	0	252	252	826.56	1.414	15.56
12,25	MM44NG	33.35	2-1-4	4.3E+07	2886	16500	687.5	252	799	547	1794.16	3.070	15.56
12,25	J22	16.10	5-1-7		16000	16500	687.5	799	1003	204	669.12	1.145	41.63
8,5	J22	3.97	5-1-7		13626	16500	687.5	1003	1035	32	104.96	0.180	156.98
8,5	FM2545	57.03	2-5-4		2520	16500	687.5	1035	1875	840	2755.2	4.714	16.32
8,5	S86F	60.63	5-2-7		5623	16500	687.5	1875	2018	143	469.04	0.803	102.04
8,5	52F	36.50	5-2-7		5623	16500	687.5	2018	2081	63	206.64	0.354	149.82

Dari tabel perhitungan *cost per foot* di atas maka dapat dibuat grafik kualitatif *cost per foot* untuk sumur *Existing-2* seperti pada **Gambar 4.13**.



Gambar 4.13.
Grafik Cost Per Foot Sumur "Existing-2"

Berdasarkan hasil analisa metode *cost per foot* terhadap penggunaan *drill bit* sumur *Existing-2*, maka dapat ditentukan jenis *bit* yang akan digunakan untuk setiap *hole size* pada sumur "AR-5". *Bit* yang dipilih adalah jenis *bit* yang memiliki kinerja terbaik serta ekonomis. Sehingga diharapkan *bit* tersebut dapat digunakan semaksimal mungkin dengan laju penembusan maksimal, waktu yang relatif singkat, serta biaya operasi pemboran yang rendah. *Drill bit* yang terpilih dari sumur *Existing-2* dengan nomor IADC 1-3-5 untuk *hole size* 17.5", nomor IADC 2-1-4 untuk *hole size* 12.25", dan nomor IADC 2-5-4 untuk *hole size* 8.5".

4.5. Lumpur Pemboran

4.5.1. Data Lumpur Pemboran Sumur *Existing*

Penggunaan lumpur pemboran pada sumur *existing* lapangan “AR” memiliki jenis yang sama untuk ketiga sumur *existing* yaitu menggunakan *Native Clay Mud* atau *Natural Mud* (Trayek *surface casing*) dan menggunakan *KCl-Polymer* (Trayek *intermediate* dan *production casing*).

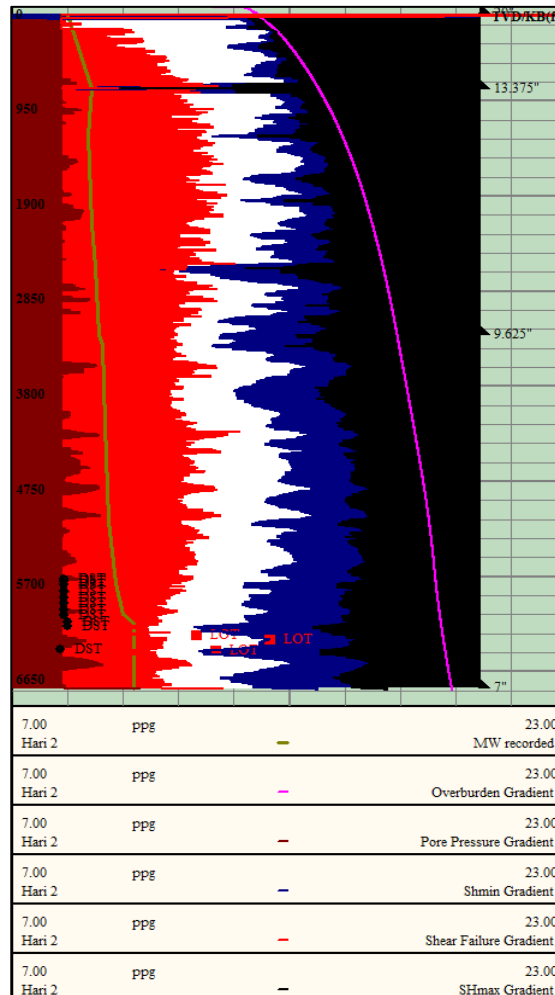
Tabel IV-15
Data Lumpur Pemboran Sumur *Existing-2* Lapangan “AR”

WELL	Existing-2		
Hole Size (inch)	17.5	12.25	8.5
Interval (m)	0-252	252-1003	1003-2081
Type	Native Clay Mud	KCl-Polymer	KCl-Polymer
Weight (ppg)	9-9.3	9.1-9.6	9.6-10.5
Funnel Viscosity @95°F	35-39	45-48	45-51
Plastic Viscosity @95°F	5-8	6-12	15-21
YP/R3 (lb/100ft ² /deg)	7-12 / -	18-22 / -	22-24 / -
Gels 10sec/10min	3/10	3-5 / 4-7	4-6 / 9-11
API F Loss cc/30min	.	6-8	6
Cake API/HT 1/32"	.	1	1
Solids %Vol	4	4-5	6.5-11
Oil/Water %Vol	/96	-/88-91	/90
Sand %Vol	0.25-0.2	TR-0.3	0.3-0.4
MBT lb/bbl	.	7.5-10	.
PH	8.5	9-9.5	9
Chlorides mg/l	300	19000-22500	22500

4.5.2. Perencanaan Lumpur Pemboran Sumur “AR-5”

Perencanaan penggunaan lumpur pemboran untuk sumur “AR-5” adalah dengan mengevaluasi *mud weight* pada sumur *existing*, dengan komposisi yang sama dengan sumur *existing* yaitu *Native Mud* pada *hole size* 17.5” dan *KCl-polymer* pada *hole size* 12.25” dan 8.5”. Evaluasi *mud weight* untuk sumur “AR-5” dengan mempertimbangkan tekanan rekah formasi dan tekanan pori, dimana

dalam hal ini digunakan data tekanan pada sumur “Existing-2” sebagai *offset well* yang merupakan sumur *existing* terdekat dengan sumur “AR-5”.

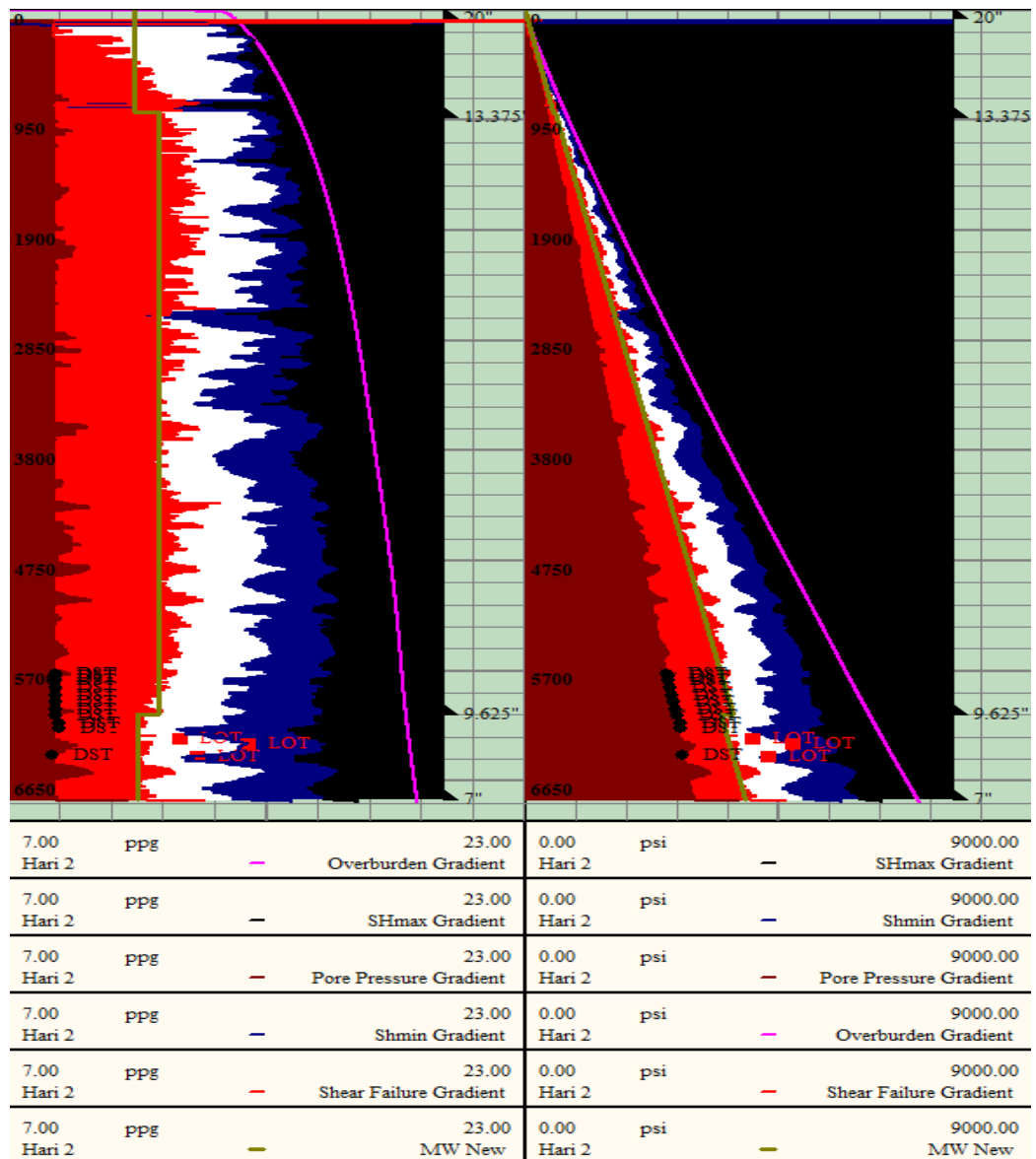


Gambar 4.15.

Grafik Pore Pressure Fracture Gradient & Mud Weight Sumur Existing-2

Berdasarkan **Gambar 4.15**, *mud weight* yang digunakan pada sumur *Existing-2* (garis kuning) masih berada di atas tekanan *pore pressure* (merah tua) yang menandakan aman dari terjadinya problem *kick*. Tetapi *mud weight* tersebut terdapat pada zona *shear failure gradient* yang menandakan lubang bor rawan terhadap runtuh, sehingga perlu dilakukan evaluasi *mud weight* yaitu dengan menambahkan *mud weight* hingga mendekati zona aman (zona putih) tetapi dengan tidak melewati zona *fracture gradient* (zona biru). Hasil evaluasi *mud weight* berdasarkan PPFG sumur “Existing-2” untuk perencanaan sumur “AR-5” dapat

dilihat pada **Gambar 4.16**. Berdasarkan hasil evaluasi tersebut maka didapatkan rentang *mud weight* baru yang aman untuk perencanaan lumpur pemboran sumur “AR-5”. Perencanaan *mud weight* baru untuk sumur “AR-5” dapat dilihat pada **Tabel IV-16**.



Gambar 4.16.

Evaluasi Mud Weight Sumur “AR-5” Berdasarkan Pore Pressure Fracture Gradient Sumur “Existing-2”

Tabel IV-16
Perencanaan *Mud Weight* Baru Untuk Sumur “AR-5”

Bit Size, Inch	Casing Size, Inch	Top Depth, ft	Bottom Depth, ft	MIN Mud Weight, ppg	MAX Mud Weight, ppg
26	20	0	69		
17.5	13 3/8	0	930	10.4	10.9
12.25	9.625 (Sec.1)	0	4400	11.2	11.7
12.25	9.625 (Sec.2)	4400	5845.12	11.2	11.7
8.5	7	5845.12	6435.35	10.5	11.5

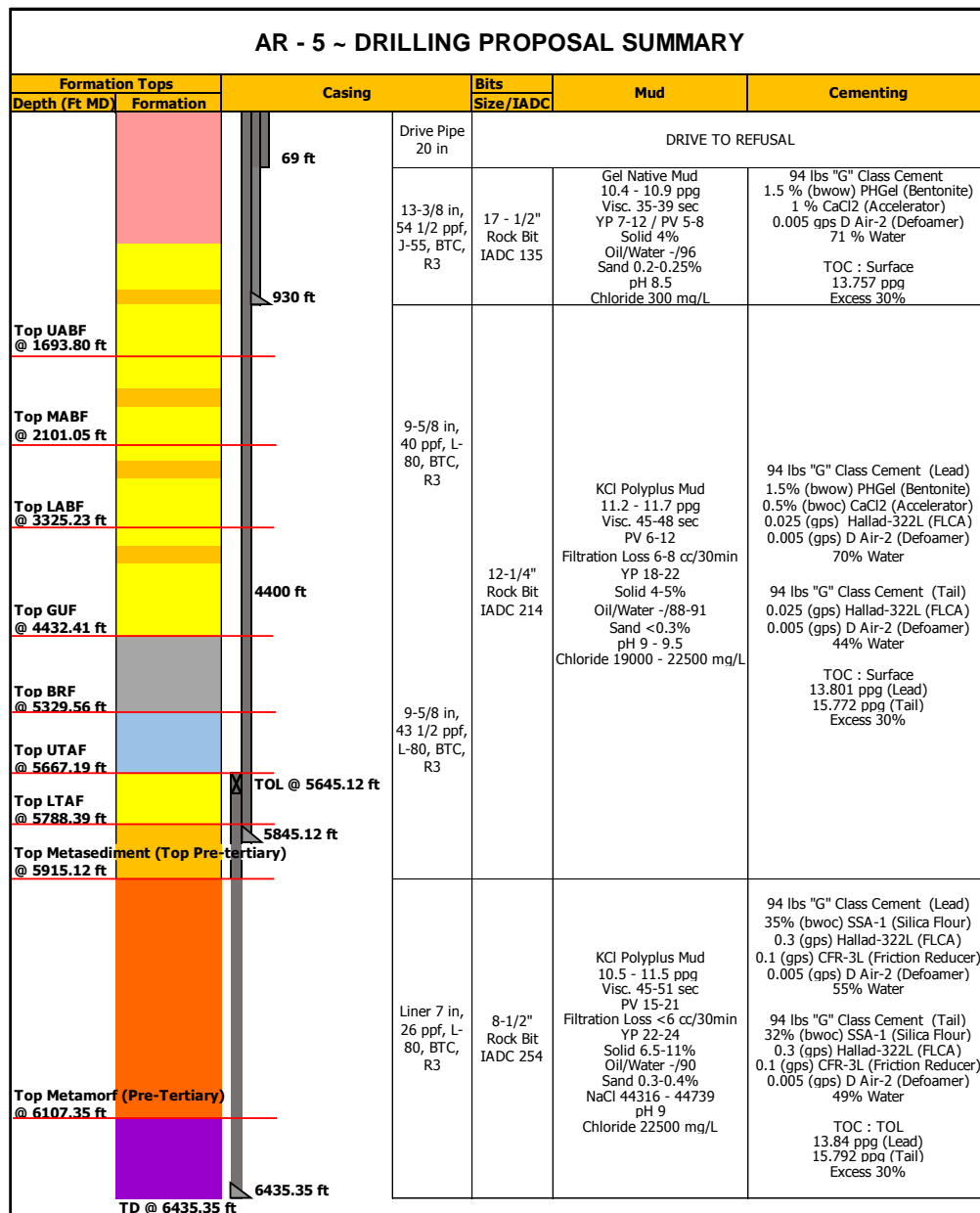
Berdasarkan evaluasi *mud weight* tersebut, maka dapat ditentukan program lumpur pemboran yang akan digunakan untuk setiap *hole size* pada sumur “AR-5” yaitu seperti pada **Tabel IV-17**. Lumpur yang akan digunakan pada sumur “AR-5” memiliki komposisi serta *properties* yang sama dengan lumpur pada sumur “Existing-2” karena lapisan yang ditembus merupakan lapisan yang sama, serta tidak adanya studi lab sehingga digunakan metode studi literatur.

Tabel IV-17
Perencanaan Lumpur Pemboran untuk Sumur “AR-5”

WELL	AR-5		
Hole Size (inch)	17.5	12.25	8.5
Interval (ft)	69-930	930-5845	5845-6435
Type	Native Clay	KCL-Polyplus	KCL-Polyplus
Weight (ppg)	10.4-10.9	11.2-11.7	10.5-11.5
Funnel Viscosity @95°F	35-39	45-48	45-51
Plastic Viscosity @95°F	5-8	6-12	15-21
YP/R3 (lb/100ft ² /deg)	7-12	18-22	22-24
Gels 10sec/10min	3-10	3-10	4-6 / 9-11
API F Loss cc/30min	-	6-8	< 6
Cake API/HT 1/32"	-	1	1
Solids %Vol	4	4-5	6.5-11
Oil/Water %Vol	- / 96	- / 88-91	- / 90
Sand %Vol	0.2-0.25	< 0.3	0.3-0.4
NaCl	-	35000	45000
PH	8-9	9-10	9
Chlorides mg/l	400	22500	22500

4.6. Perencanaan *Drilling Prognosis* Sumur “AR-5”

Perencanaan *drilling prognosis* untuk sumur “AR-5” merupakan perencanaan program pemboran yang akan dilakukan pada sumur “AR-5” dari aspek *casing*, *cementing*, *bit*, dan lumpur pemboran yang disesuaikan dengan lithologi yang ditembus. Skema perencanaan *drilling prognosis* sumur “AR-5” dapat dilihat pada **Gambar 4.17**.



Gambar 4.17.
***Drilling Prognosis* Sumur “AR-5”**

BAB V

PEMBAHASAN

Proses pengadaan sebuah sumur *infill* memerlukan perencanaan yang tepat dan melalui beberapa tahapan perencanaan. Perencanaan dan perancangan *drilling prognosis* bertujuan untuk tercapainya target proses pemboran yang dinilai aman dari segi hal – hal teknis, serta tidak merugikan dari sudut pandang ekonomi. Perencanaan pemboran sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan mempertimbangkan proses pemboran yang telah dilalui pada sumur – sumur yang telah ada di lapangan “AR”. Hal – hal yang terdapat pada proses pemboran *infill* “AR-5” ini diantaranya adalah perencanaan *casing design*, perencanaan program *cementing*, perencanaan lumpur pemboran, serta perencanaan pemilihan *drilling bit*. Sumur *infill* “AR-5” akan dibor dengan kedalaman 6435.35 ft TVD dengan lapisan target pemboran berada pada lapisan *Basement Pre-Tertiary* yang tersusun dari batuan metamorf dan metasedimen.

Proses perencanaan program *casing* pada *drilling prognosis* sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan mengevaluasi *casing setting depth* dan *casing design* pada *offset well*. Hal ini dilakukan untuk menentukan nilai kedalaman masing – masing trayek *casing* serta memberikan gambaran akan spesifikasi yang harus dipenuhi oleh *grade casing* yang akan dipilih. Spesifikasi yang perlu dipenuhi oleh *grade casing* yang akan dipilih meliputi ketahanan terhadap beban *burst*, *collapse*, *tension*, serta efek biaksial yang akan diterima oleh *casing* setelah terangkai menjadi satu rangkaian *casing* pada trayek tersebut. Proses evaluasi program *casing* pada *offset well* mempertimbangkan data tekanan formasi dan data tekanan rekah formasi untuk mendapatkan kedalaman *casing setting depth*, serta data lithologi lapangan untuk mendapatkan lapisan ideal tempat bersandarnya *casing shoe*. Proses perencanaan program *casing* pada *drilling prognosis* sumur *infill* “AR-5” ini dilakukan menggunakan metode grafis. Metode grafis digunakan dalam memilih *casing* dengan spesifikasi yang tepat. Metode grafis ini menampilkan bukti berupa nilai kemampuan *casing* dalam menahan beban tekanan *burst*, *collapse*, *tension*, dan efek biaksial dalam grafik tekanan vs kedalaman. Pada grafik tekanan vs

kedalaman akan terdapat garis *collapse load*, garis *burst load*, garis *burst strength*, garis *collapse strength*, serta hasil pertimbangan efek biaksial yang menghasilkan garis *collapse resistance correction* dan garis *burst resistance correction*.

Trayek *drive pipe* pada sumur ini berada pada kedalaman 0 hingga 69ft, trayek *surface* berada pada kedalaman 0 hingga 930ft, trayek *intermediate* terdapat pada kedalaman 0 hingga 4400ft untuk *section 1* dan dari kedalaman 4400ft hingga 5845.12ft untuk *section 2*, serta trayek *liner* terdapat pada kedalaman 5645.12ft hingga kedalaman TVD pada 6435.35ft. Trayek *drive pipe* yang berukuran 20" dipasang dengan menggunakan proses penumbukan saja, sementara ukuran lubang trayek *surface* 13 3/8" dibor dengan menggunakan *drill bit* berukuran 17.5", trayek *intermediate* 9 5/8" dibor dengan *drill bit* berukuran 12.25", serta pada trayek *liner* 7" dibor dengan menggunakan *drill bit* berukuran 8.5".

Berdasarkan proses kalkulasi ketahanan *casing* terhadap beban yang akan diterimanya, dapat ditentukan jenis *casing* yang akan digunakan mengacu kepada *grade* dan spesifikasinya. Pada trayek *surface* 13 3/8" dengan kedalaman trayek pada 0 hingga 930ft, digunakan *casing* J-55 dengan berat *pounder* sebesar 54.5 ppf dan nilai *safety factor* 1.43 (Ni), 2.09 (Nc), 21.51 (Nj). Pada trayek *intermediate* 9 5/8" pada kedalaman 0 hingga 4400ft (*section 1*) digunakan *casing* L-80 dengan berat *pounder* 40ppf, sementara pada kedalaman 4400ft hingga 5845.12ft digunakan *casing* dengan *grade* yang sama namun berat *poundernya* sebesar 43.5ppf. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan nilai keekonomisan pada trayek *intermediate* dengan cara memperkecil biaya *casing* pada *section 1* melalui proses menggunakan *casing* dengan *grade* dan ukuran yang sama namun berat *pounder* yang lebih ringan dengan kondisi tetap mampu menahan beban yang akan diterima pada *section 1* trayek *intermediate*. Nilai *safety factor* pada *section 1* trayek *intermediate* sebesar 2.83 (Ni), 1.01 (Nc), 4.83 (Nj), sementara nilai *safety factor* pada *section 2* trayek *intermediate* sebesar 9.22 (Ni), 1.04 (Nc), 20.1 (Nj). Pada trayek *liner* 7" digunakan *liner* dengan *grade* L-80 dan berat *pounder* 26ppf, dengan kondisi TOP (*Top Of Liner*) menggantung pada bagian dalam *intermediate casing* mulai dari kedalaman 5645.12ft hingga kedalam TVD pada 6435.35ft.

Proses perencanaan program *cementing* pada *drilling prognosis* sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan menentukan volume dan komposisi dari semen. Perhitungan volume *cement slurry* didapat dari total volume *casing*, *annulus*, *float collar*, dan volume *rat hole*, dengan kondisi persentase *excess cement* senilai 30%. Total volume *cement slurry* yang dibutuhkan akan menjadi patokan dalam menentukan total *sack* semen. Proses penentuan komposisi *cement slurry* dilakukan dengan mengevaluasi penggunaan aditif pada *cement slurry* sumur *offset*.

Pada trayek *surface* didapatkan volume 193.714bbl (1087.62cuft) *cement slurry* dengan total 687.8 *sack*. Pada trayek *intermediate* didapatkan volume *tail cement slurry* sebesar 464.17bbl (2606.13cuft) yang memerlukan 2268.77 *sack*, sementara volume *lead cement slurry* didapatkan sebesar 56.54bbl (317.46cuft) yang memerlukan 203.03 *sack*. Pada trayek *liner* didapatkan volume *tail cement slurry* sebesar 23.1bbl (129.71cuft) yang memerlukan 89.03 *sack*, sementara volume *lead cement slurry* didapatkan sebesar 5.37bbl (30.16cuft) yang memerlukan 17.29 *sack*. Proses evaluasi *cement slurry* pada sumur *offset* dilakukan untuk menentukan komposisi *cement slurry* yang akan digunakan pada sumur “AR-5”, dengan sumur *offset* adalah sumur “Existing-2”. Hasil evaluasi didapatkan berupa komposisi semen yang digunakan adalah bubuk semen kelas G dengan tambahan aditif yaitu PH Gel, CaCl₂, Hallad-322L, D Air 2, SSA-1, dan CFR-3L.

Perencanaan program pemilihan *drilling bit* pada *drilling prognosis* sumur *infill* “AR-5” dilakukan dengan mengevaluasi *drilling bit* yang digunakan pada sumur *offset* menggunakan metode *cost per foot*. Ukuran lubang sumur “AR-5” pada trayek *surface* sebesar 17.5”, untuk trayek *intermediate* sebesar 12.25”, sementara untuk trayek *liner* sebesar 8.5”. Mengacu kepada kondisi dimana ukuran lubang sumur pada sumur “AR-5” bernilai sama dengan ukuran lubang sumur pada 3 sumur *offset*, maka metode *cost per foot* dipilih untuk mengevaluasi *drilling bit* yang digunakan pada sumur *offset* tersebut. Metode *cost per foot* dilakukan dengan menghitung biaya yang dibutuhkan setiap 1 *feet* proses pemboran menggunakan *drill bit* tersebut. Metode *cost per foot* memperitungkan data seperti jenis atau tipe *drill bit*, harga *drill bit*, biaya penggunaan *rig*, durasi penggunaan *drill bit*

melakukan rotasi atau perputaran, waktu yang dibutuhkan untuk proses *roundtrip*, serta total kedalaman yang ditembus oleh *drill bit* tersebut.

Drill bit yang dipilih setelah melalui proses evaluasi dengan metode *cost per foot* akan memiliki efektifitas kerja yang baik dan mencukupi namun tetap ekonomis, sehingga *drill bit* akan bekerja secara efektif dengan laju penembusan maksimal dalam waktu yang relatif singkat dan tentu saja dengan biaya operasi yang ekonomis. Berdasarkan hasil evaluasi, maka ditentukanlah *drill bit* yang akan digunakan dalam operasi pemboran sumur *infill* "AR-5". Pada *hole size* 17.5" (trayek *surface*) akan digunakan *drill bit* SEC tipe SS44G dari sumur *offset* "Existing-2" dengan nomor IADC 1-3-5 yang mampu beroperasi hingga 826.56ft dengan nilai *cost per foot* sebesar 15.56 USD/ft. Pada *hole size* 12.25" (trayek *intermediate*) akan digunakan *drill bit* SEC tipe MM44NG dari sumur *offset* Existing-2 dengan nomor IADC 2-1-4 yang mampu beroperasi hingga 2456.72ft dengan nilai *cost per foot* sebesar 15.56 USD/ft. Pada *hole size* 8.5" (trayek *liner*) akan digunakan *drill bit* PDC tipe FM2545 dari sumur *offset* "Existing-2" dengan nomor IADC 2-5-4 yang mampu beroperasi hingga 2755.2ft dengan nilai *cost per foot* sebesar 16.32 USD/ft.

Perencanaan program lumpur pemboran pada *drilling prognosis* sumur *infill* "AR-5" dilakukan dengan mengevaluasi nilai *mud weight* pada lumpur pemboran yang digunakan di sumur *offset*. Evaluasi *mud weight* pada lumpur pemboran ini mempertimbangkan *pore pressure*, *shear failure*, dan *fracture pressure*. Nilai *mud weight* yang dipergunakan oleh sumur *existing* masih bernilai di atas nilai *pore pressure*, sehingga dapat dikatakan aman dari terjadinya permasalahan *well kick*, namun nilai *mud weight* tersebut masih terdapat pada zone *shear failure* yang menandakan bahwa sumur berisiko mengalami runtuh dinding lubang bor. Hasil evaluasi ini menunjukkan bahwa nilai *mud weight* perlu ditingkatkan untuk menghindari zona *shear failure* dan menurunkan resiko runtuh dinding lubang sumur, namun dengan kondisi tetap berada di bawah nilai *fracture pressure* agar tidak terjadi *lost circulation*.

Berdasarkan hasil evaluasi *mud weight* dan hubungannya terhadap nilai *pore pressure*, *shear failure*, serta *fracture pressure*, ditentukanlah nilai *mud weight*

yang ideal bagi proses pemboran sumur *infill* "AR-5". Pada trayek *surface* 13 3/8" (*hole size* 17.5") akan digunakan *Gel Native Mud* dengan nilai *mud weight* sebesar 10.4 ppg hingga 10.9 ppg. Pada trayek *intermediate* 9 5/8" (*hole size* 12.25") akan digunakan *KCL-Polyplus Mud* dengan nilai *mud weight* sebesar 11.2 ppg hingga 11.7 ppg. Pada trayek *liner* 7" (*hole size* 8.5") akan digunakan *KCL-Polyplus Mud* dengan nilai *mud weight* sebesar 10.5 ppg hingga 11 ppg. Penggunaan *native clay mud* (trayek *surface*) dan *KCL-Polyplus mud* (trayek *intermediate* & *liner*) didasari pada proses evaluasi yang dilakukan terhadap *drilling mud* yang digunakan *offset well* "Existing-2" yang juga menggunakan jenis *drilling mud* tersebut.

Hasil perencanaan dari aspek *cementing*, *casing*, *drill bit*, dan *drilling mud*, akan dikombinasikan sehingga menjadi sebuah *drilling prognosis* pada sumur *infill* "AR-5". Sumur *infill* "AR-5" akan menjalani proses pemboran hingga kedalaman total 6435.35ft TVD dengan target lapisan pada *Basement Pre-Tertiary* yang tersusun dari batuan jenis metasedimen dan batuan jenis metamorf. Konstruksi sumur *infill* "AR-5" terdiri dari 4 trayek. Trayek *drive pipe* 20" dimulai dari permukaan hingga kedalaman 69ft. Trayek *surface casing* 13 3/8" dengan kedalaman 0 hingga 930ft yang dibor menggunakan *drill bit* 17.5" SEC tipe SS44G dengan nomor IADC 1-3-5, menggunakan *native clay mud* dengan nilai *mud weight* 10.4 ppg hingga 10.9 ppg, dan disemen dengan 193.71bbl (1087.62cuft) *cement slurry* yang membutuhkan 687.8 *sack* semen. Trayek *intermediate casing* 9 5/8" dengan kedalaman 0 hingga 5845.12ft yang dibor menggunakan *drill bit* 12.25" SEC tipe MM44NG dengan nomor IADC 2-1-4, menggunakan *KCl-Polyplus mud* dengan nilai *mud weight* 11.2 ppg hingga 11.7 ppg, dan disemen dengan 464.17bbl (2606.13cuft) *tail cement slurry* yang membutuhkan 687.8 *sack* semen, dan 56.54bbl (317.46cuft) *lead cement slurry* yang membutuhkan 203.03 *sack* semen. Trayek *liner* 7" dengan kedalaman 5645.12ft hingga 6435.35ft yang dibor menggunakan *drill bit* 8.5" PDC tipe FM2545 dengan nomor IADC 2-5-4, menggunakan *KCl-Polyplus mud* dengan nilai *mud weight* 10.5 ppg hingga 11.5 ppg, dan disemen dengan 23.1bbl (129.71cuft) *tail cement slurry* yang membutuhkan 89.03 *sack* semen, dan 5.37bbl (30.16cuft) *lead cement slurry* yang membutuhkan 17.29 *sack* semen.

BAB VI

KESIMPULAN

Kesimpulan dari perencanaan *Drilling Prognosis* sumur “AR-5” adalah sebagai berikut :

1. Pada *hole size* 17.5” (trayek *surface*) akan menggunakan *mud weight* sebesar 10.4 ppg hingga 10.9 ppg (*Native Clay Mud*). Pada *hole size* 12.25” (trayek *intermediate*) akan menggunakan *mud weight* sebesar 11.2 ppg - 11.7 ppg (*KCL-Polyplus*). Pada *hole size* 8.5” (trayek *liner*) akan menggunakan *mud weight* sebesar 10.5 ppg - 11.5 ppg (*KCL-Polyplus*).
2. Trayek *Conductor* (0 ft – 69 ft) menggunakan 20” *Drive Pipe* H-40, 94.4 ppf. Trayek *Surface* (0 ft – 930 ft) dibor dengan *drill bit* 17.5”, dipasangi 13 3/8” *casing* J-55, 54.5 ppf, koneksi BTC. Trayek *Intermediate* (0 ft – 4400 ft – 5845.12 ft) dibor dengan *drill bit* 12.25”, dipasangi 9 5/8” *casing* L-80, 40 ppf (*section* 1), 43.5 ppf (*section* 2), koneksi BTC. Trayek *Liner* (05645.12 ft – 6435.35 ft) dibor dengan *drill bit* 8 ½”, dipasangi 7” *liner* L-80, 26 ppf.
3. Trayek *Surface* membutuhkan 193.71 bbl *cement slurry* (687.8 *sack*). Trayek *Intermediate* membutuhkan 56.54 bbl *lead cement slurry* (203.03 *sack*) dan 464.17 bbl *tail cement slurry* (2268.77 *sack*). Trayek *Liner* membutuhkan 5.37 bbl *lead cement slurry* (17.29 *sack*) dan 23.1 bbl *tail cement slurry* (89.03 *sack*).
4. Pada *hole size* 17.5” (trayek *surface*) akan digunakan *drill bit* SEC tipe SS44G (IADC 1-3-5). Pada *hole size* 12.25” (trayek *intermediate*) akan digunakan *drill bit* SEC tipe MM44NG (IADC 2-1-4). Pada *hole size* 8.5” (trayek *liner*) akan digunakan *drill bit* PDC tipe FM2545 (IADC 2-5-4).

DAFTAR PUSTAKA

- Adams, N. J. (1985). *Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*. Oklahoma: PenWell Publishing Company.
- Asquith, G. & Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Tulsa, Oklahoma : American Association of Petroleum Geologists.
- Bourgoyne, A.T., et al. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Texas : SPE.
- Byrom, T. G. (2007). *Casing and Liners for Drilling and Completion*. Texas: Gulf Publishing Company.
- Ebrahimi, M. (2010) *Cost per Foot Reduction by Bit-Run Optimization; A Simulation Study*.
- Eubank, R.T. & Makki, A.C. (1981). *Structural Geology of the Central Sumatera Back-Arc Basin*. Jakarta, Indonesia : Indonesian Petroleum Association.
- Gatlin, C. (1960). *Petroleum Engineering Drilling and Well Completion*. Englewood Cliffs, New Jersey : Rentice Hall, Inc.
- Hungerford, F. (2014). *Polly Cristaline Diamond Drill Bit Development*
- Halal, A. S., Warling, D. J., & Wagner, R. R. (1996). *Minimum cost casing design*. SPE.
- Heidrick, T.L. (1996) *Central Sumatera Basin in Petroleum Geology of Indonesian basin:Principle , Methods, and Application Vol. 2*. Jakarta : Proceedings of the 22nd Annual Convention-Indonesian Petroleum Association.
- Heidrick, T. L & Aulia, K. (1993). *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*.
- Moore, P. L. (1986). *Drilling Practices Manual*. Tulsa: PennWell Publishing Company.
- Peters, K.E. & Cassa, M. R. (1994) *Applied Source Rock Geochemistry*. AAPG Memoir : The petroleum system-from source to trap.
- Prassl, D. W. (2012). *Drilling Engineering*. Perth: Curtin University of Technology.
- Priyoko, D. H. (2015). *Evaluasi Pemaiaakaan Bit 6-1/8" di Sumur dh-10 dan DHX-4 untuk Pemilihan Bit pada Lapisan Basement Lapangan DHP*.

- Premium Rock Bit. *Drill Bit Comparison Chart*.
- Rabia, H. (2002). *Well Engineering and Construction*. Entrac Consulting.
- Rahman, S. S., & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing Design Theory and Practice*. California: Elsevier Science B.V.
- Rubiandini, R. (2005). *Well Engineering*. Jakarta: P.T. Medco E&P Indonesia.
- Satria Mukti, W. (2020). *Perencanaan Drilling Prognosis Sumur "SMW-4" Lapangan "SMW" Pada Aspek Casing Design, Cementing Job, Bit, Dan Drilling Fluid*.
- Suranta, B.Y. (2015). *Evaluasi Kinerja Bit Development Well Trayek Lubang 17.5 dan 12.25 Sumur X*.
- Susilo, J. (2016). *Pemilihan Pahat Bor (Drilling Bit) pada Operasi Pengembangan Lapangan Migas*.
- Utsalo, O., Olaigoke, O., & Adekuajo, C. O. (2014). *An excel based casing design application*. SPE.
- Vos, A., Kamyani, I., Robert, H., & Francisco, S. (2013). *A Brwonfield well re-design ith casing while drilling*. SPE.
- Watt, H. (2017). *Drilling Engineering*. CreateSpace Independent Publishing Platform.
- Widarma, S.B., (2017). *Kajian Casing Setting Depth Dan Casing Design Pada Sumur "Sbw-22" Lapangan "Y" Job Pertamina – Petrochina East Java*.

NOMENKLATUR

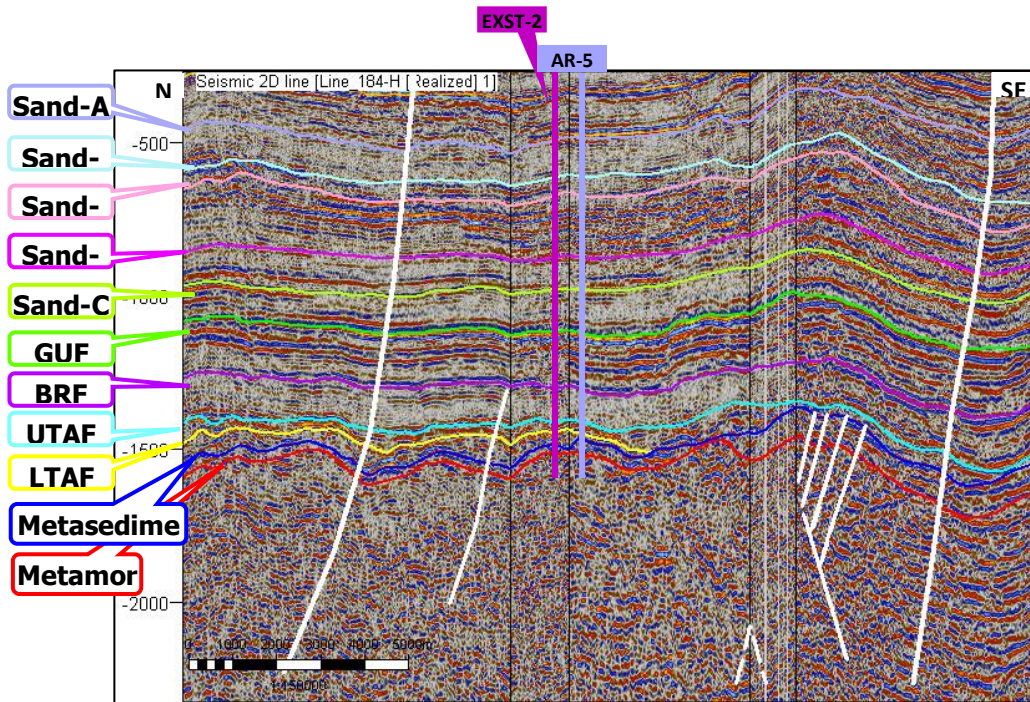
R	= <i>Rate Of Penetration</i> , ft/hr
N	= <i>Rotary Speed</i> (RPM)
W	= <i>Weight On Bit</i> , klbs
d_b	= Bit diameter, inci
MW	= <i>Mud Weight</i> , ppg
d	= <i>d-exponent</i> , d-unit
dc	= <i>d-exponent koreksi</i> , d-unit
EMW	= <i>Equivalent Mud Weight</i> , lb/gal
Gf	= Gradien tekanan formasi, psi/ft
Gfr	= Gradien rekah formasi, psi/ft
Gf	= Gradien tekanan formasi, psi/ft
Pi	= <i>Internal Pressure</i> , psi
Pe	= <i>External Pressure</i> , psi
Pf @D	= Tekanan Formasi, psi
CSD	= <i>Casing Setting Depth</i> , ft
Gg	= <i>Gradient Tekanan Gas</i> , psi/ft
Gsw	= <i>Gradient Tekanan Salt Water</i> , psi/ft
OD	= Diameter luar, inch
ID	= Diameter dalam, inch
L	= Panjang <i>Casing</i> , ft
ρ_m	= Densitas lumpur, ppg
BF	= <i>Bouyancy factor</i>
A	= Luas penampang dinding <i>Casing</i> , $inch^2$
T	= Beban <i>tension</i> , lbs
BN	= Berat nominal <i>Casing</i> , lb/

F_j	= <i>Joint strength Casing</i> , lbs
N_j	= <i>Safety factor</i> untuk mencegah <i>Casing</i> putus
65,5	= Densitas besi/baja, ppg.
W_m	= Berat <i>Casing</i> dalam lumpur, lbs
w/BN	= Unit berat <i>Casing</i> , lbs/ft
BL	= Beban <i>tension</i> akibat deviasi lubang, lbs
d_e	= <i>Diameter Casing</i> , inch
Φ	= Perubahan sudut, $^{\circ}/100\text{ ft}$.
α_1 & D_1	= Hasil pengukuran survey ke satu
α	= Deviasi sudut, $^{\circ}$
D	= Kedalaman, ft.
W_t	= Beban <i>tension total</i> plus deviasi lubang, lbs
W_m	= Beban <i>tension load</i> dalam lumpur, lbs
CRC	= <i>Collapse Resistance Correction</i> , psi
BRC	= <i>Burst Resistance Correction</i> , psi
Y	= Faktor <i>Collapse/Burst Strength</i>
MCR	= <i>Maximum Collapse Resistance</i> , psi
IYP	= <i>Internal Yield Pressure</i> , psi
W	= Berat <i>Casing</i> , lbs
L	= Panjang <i>Casing</i> , ft
BN	= Berat nominal <i>Casing</i> , lbs/ft.
SF Ni	= <i>Safety factor Internal Pressure</i>
SF Nc	= <i>Safety factor collapse</i>
SF Nj	= <i>Safety factor joint strength</i>
ρ <i>Cement Slurry</i>	= Densitas <i>Cement Slurry</i> , ppg
G_{bk}	= Berat bubuk semen, lbs
G_w	= Berat air, lbs
G_{add}	= Berat additive, lbs

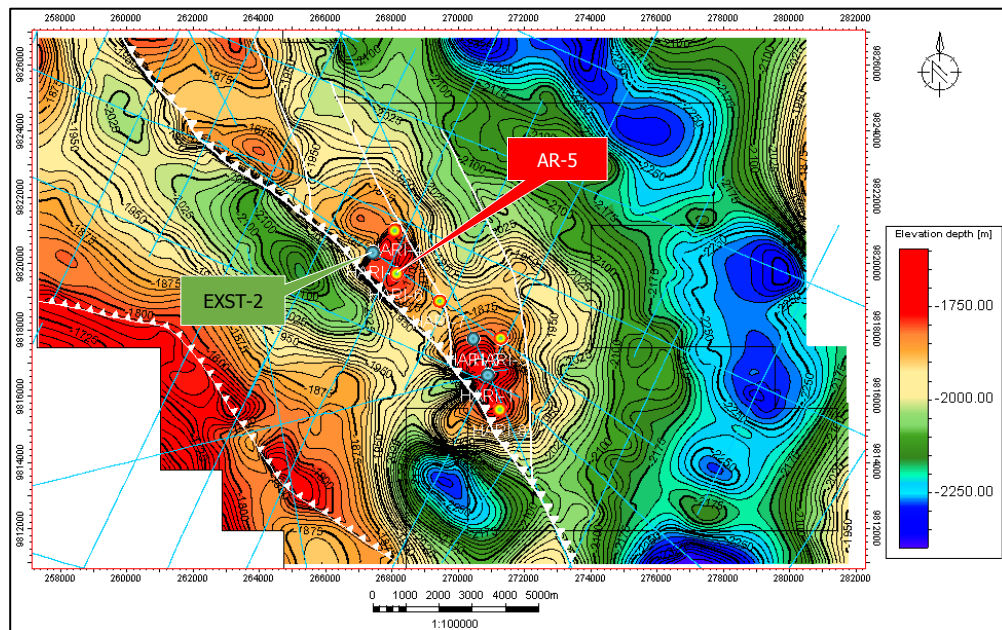
V_{bk}	= Volume bubuk semen, gallon
V_w	= Volume air, gallon
V_{add}	= Volume additive, gallon
C_{casing}	= Kapasitas <i>casing</i> , bbl / ft
$C_{annulus}$	= Kapasitas <i>annulus</i> , bbl / ft
$C_{rat\ hole}$	= Kapasitas <i>rat hole</i> , bbl / ft
$C_{float\ collar}$	= Kapasitas <i>float collar</i> , bbl / ft
V_{casing}	= Volume <i>casing</i> , bbl
$V_{annulus}$	= Volume <i>annulus</i> , bbl
$V_{rat\ hole}$	= Volume <i>rat hole</i> , bbl
$V_{float\ collar}$	= Volume <i>float collar</i> , bbl
V_{total}	= Volume total semen, bbl
L_{casing}	= Panjang <i>casing</i> , ft
$L_{annulus}$	= Panjang <i>annulus</i> , ft
$L_{rat\ hole}$	= Panjang <i>rat hole</i> , ft
$L_{float\ collar}$	= Panjang <i>float collar</i> , ft
ID	= Diameter dalam <i>casing</i> , <i>inch</i>
OD	= Diameter luar <i>casing</i> , <i>inch</i>
OH	= Diameter lubang bor, <i>inch</i>
CPF	= <i>Cost Per Foot</i> , \$/ft
CB	= Harga Pahat atau <i>Drill Bit</i> , \$
CR	= Harga Penyewaan Rig per – jam, \$ / jam
Td	= Waktu Rotasi, <i>hours</i>
Tt	= Waktu <i>Round Trip</i> , <i>hours</i>
F	= Kedalaman yang ditembus <i>Drill Bit</i> , <i>feet</i>
A	= <i>Filtration area</i> , cm^2
k	= Permeabilitas <i>cake</i> , darcy
f_{sc}	= <i>Volume fraksi</i> solid dalam <i>mud cake</i>

f_{sm}	= <i>Volume fraksi</i> solid dalam lumpur
P	= Tekanan Filtrasi, atm
t	= Waktu filtrasi, menit
μ	= Viscositas filtrat, cp
ρ_n	= densitas fluida yang mempengaruhi tekanan hidrostatik, ppg
ρ	= densitas fluida rata-rata, kg/m ³
D	= kedalaman dimana tekanan hidrostatik diukur, ft
h	= ketinggian kolom fluida, m
P_h	= tekanan hidrostatik, psig
g	= percepatan gravitasi, m/s ² .

LAMPIRAN A



Lampiran A.1.
Penampang Vertikal Lapangan “AR” Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan



Lampiran A.2.
Lokasi Lapangan “AR” Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan

Top (ft)	Bottom (ft)	Formation	Lithology	
Surface (0)	1693.80	Kasai	Batu pasir <i>tuff</i> , konglomerat, dan sisipan <i>shale</i>	
		Muara Enim	Batu pasir halus hingga kasar dengan sisipan <i>shale</i> dan <i>lignit</i>	
1693.80	2101.05	Upper Air Benakat	Batu pasir butir halus hingga menengah	
2101.05	3325.23	Middle Air Benakat		
3325.23	4432.41	Lower Air Benakat		
4432.41	5329.56	Gumai	(Upper) perselingan <i>shale</i> & batu pasir pad lingkungan <i>deep to shallow marine</i> (Lower) <i>shale</i> pengendapan laut dalam dan beberapa lapisan tipis batu pasir & gamping berlapis	
5329.56	5667.19	Baturaja	Batu gamping berlapis dengan perselingan batu pasir & <i>shale</i>	
5667.19	5788.39	Upper Talang Akar	Perselingan batu pasir & <i>shale</i> dengan selipan tipis batu gamping	
5788.39	5915.12	Lower Talang Akar	Perselingan batu pasir, konglomerat, dan <i>shale</i> pada lingkungan pengendapan <i>fluvial fan</i> & <i>shallow lacustrine</i>	
5915.12	6107.35	Metasediment (Top-Pre Tertiary)	batu pasir-kuarsa dengan selipan <i>shale</i> -kuarsa dan <i>Metaquartzite</i>	
6107.35	TD (6435.35)	Metamorph (Pre-Tertiary)	<i>Filit</i> abu-abu menengah hingga gelap, <i>intensified quartz</i> & <i>slicken side schistos</i>	

Lampiran A.3.
Formasi Pada Trayek Pengeboran Sumur AR-5

Top	Bottom	Formation	Lithology	
Surface (0)	1583.76	Kasai	Batu pasir <i>tuff</i> , konglomerat, dan sisipan <i>shale</i>	
		Muara Enim	Batu pasir halus hingga kasar dengan sisipan <i>shale</i> dan <i>lignit</i>	
1583.76	2063.75	Upper Air Benakat	Batu pasir butir halus hingga menengah	
2063.75	3868.6	Middle Air Benakat		
3868.6	4388.68	Lower Air Benakat		
4388.68	5241.9	Gumai	(Upper) perselingan <i>shale</i> & batu pasir pad lingkungan <i>deep to shallow marine</i> (Lower) <i>shale</i> pengendapan laut dalam dan beberapa lapisan tipis batu pasir & gamping berlapis	
5241.9	5707.78	Baturaja	Batu gamping berlapis dengan perselingan batu pasir & <i>shale</i>	
5707.78	5987.7	Upper Talang Akar	Perselingan batu pasir & <i>shale</i> dengan selipan tipis batu gamping	
5987.7	6150.69	Lower Talang Akar	Perselingan batu pasir, konglomerat, dan <i>shale</i> pada lingkungan pengendapan <i>fluvial fan</i> & <i>shallow lacustrine</i>	
6150.69	6433.63	Metasediment (Top-Pre Tertiary)	batu pasir-kuarsa dengan selipan <i>shale</i> -kuarsa dan <i>Metaquartzite</i>	
6433.63	TD (6824)	Metamorph (Pre-Tertiary)	<i>Filit</i> abu-abu menengah hingga gelap, <i>intensified quartz</i> & <i>slicken side schistos</i>	

Lampiran A.4.
Formasi Pada Trayek Pengeboran Sumur Existing – 2

LAMPIRAN B

		Amount		Type Addictive	Weight, lbs	Volume, gal
Surface Casing	"G" Cement				94	3.5908
	PH Gel (Tail)	1.50%	bwow	Bentonite	1.0011	0.1248
	CaCl ₂	1%	bwoc	Accelerator	0.94	0.0855
	D air-2	0.005	gps	Defoamer	0.04205	0.0050
	Water (Tail)	71%			66.74	8.0221
	Total (Tail)					162.723

Lampiran B.1.

Komposisi Semen Sumur "AR - 5" Trayek *Surface*

		Amount		Type Addictive	Weight, lbs	Volume, gal	
Intermediate Casing	"G" Cement				94.0000	3.5908	
	PH Gel	1.50%	bwow	Bentonite	0.9870	0.1231	
	CaCl ₂	0.5%	bwoc	Accelerator	0.4700	0.0427	
	Hallad-322L	0.025	gps	FLCA	0.1176	0.0250	
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.0421	0.0050	
	Water	70%			65.8	7.9092	
	Total (Lead)					161.417	11.696
	"G" Cement				94	3.5908	
	Hallad-322L	0.025	gps	FLCA	0.117638896	0.025	
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.04205	0.005	
	Water	44%			41.36	4.971472	
	Total (Tail)					135.5196889	8.592272

Lampiran B.2.

Komposisi Semen Sumur "AR - 5" Trayek *Intermediate*

Liner	Amount		Type Addictive	Weight, lbs	Volume, gal	
	"G" Cement			94.000	3.591	
	SSA-1	35.00%	bwoc	Silica Flour	32.900	2.836
	Hallad- 322L	0.3	gps	FLCA	1.412	0.300
	CFR-3L	0.1	gps	Friction Reducer	0.508	0.100
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.042	0.005
	Water	55%			51.700	6.214
	Total (Lead)				180.562	13.046
	"G" Cement			94.000	3.591	
	SSA-1	32%	bwoc	Silica Flour	30.080	1.366
	Hallad- 322L	0.3	gps	FLCA	1.412	0.300
	CFR-3L	0.1	gps	Friction Reducer	0.508	0.100
	D Air 2	0.005	gps	Defoamer	0.042	0.005
	Water	49%			46.060	5.536
	Total (Tail)				172.102	10.898

Lampiran B.3.
Komposisi Semen Sumur "AR - 5" Trayek *Liner*

Depth, ft	Casing Size, Inch	TOC, ft	Cement Interval, ft	Lead Density, ppg	Tail Density, ppg	Lead Volume, Sack	Tail Volume, Sack	Excess, Sack
69	20 (Drive Pipe)							
930	13 3/8	0.00	930.00		13.76		687.80	147.51
5845.12	9 5/8	0.00	5845.12	13.80	15.77	203.03	2268.77	522.64
6435.35	7	5645.12	790.22	13.84	15.79	17.29	89.03	20.04

Lampiran B.4.
Densitas & Volume *Cement Slurry* Sumur "AR-5"

LAMPIRAN C

NO BIT	NEW# 1	NEW#2	NEW# 3	NEW#4	NEW#5	NEW#6	NEW#7	
SIZE (inc)	17,5	12,25	12,25	8,5	8,5	8,5	8,5	
BIT HRB	10:40	33:21	16:06	03:58	57:02	60:38	36:30	
MNFAC T	SEC	SEC	HTC	HTC	PDC	SEC	W.McD	
TYPE	SS44G	MM44N G	J22	J22	FM2545	S86F	52F	
IADC	1-3-5	2-1-4	5-1-7	5-1-7	2-6-4	5-2-7	5-2-7	
S/N	718742	719470	G16W L	O14XG	59711477	719115	A20368	
NOZZ	3x20	3x20	3x20	OPEN	4,2x15,16 ,1	3X16	2x16,2x 15	
DEPTH OUT (m)	262	799	1003	1035	1875	2018	2081	
METRA GE (m)	256	547	204	32	840	143	15	
WOB (Klbs)	5-15	10-25	25-30	20-30	8-10	10-30	30	
RPM (/MIN)	80-90	50-88	80-95	80-95	115-125	70-85	70-80	
FR (Gpm)	735	610	595	342	407	335	332	
SPP (Psl)	1300	1100	1250	330	1300	1120	1150	
LINER (inc)	6 1/2	6 1/2	6 1/2	5 1/2	5 1/2	5 1/2	6 1/2	
T-B-G	1-1-1	4-4-1/8	1-1-1	1-1-1/8	3-X-I	6-F- 1/32	1-1-1/8	
ANN VEL	D P	4 9	105	112	111	19D	15D	156
	D C	5 8	163	169	143	299	248	246
JET VEL (Itsec)	203	203	208	55	139	181	181	
REMA	CSG POINT	TORQ UP	CSG POIN T	CHAN GE BHA	SLOW ROP	HIGH TORQU E	TD	
Bit Hours	10.7	33.4	16.1	4.0	57.0	60.6	36.5	

Lampiran C.2.

Bit Record Sumur "Existing-2"