

DOKUMEN KONTRAK

PENELITIAN-2

STUDI MODEL KONTRUKSI DAN PROFIL SUMUR DIRECTIONAL DILEPAS PANTAI, BERDASARKAN BEBAN MEKANIS RANGKAIAN DAN KONSEP WELL INTEGRITY



Penanggung Jawab;

Nama: Dr. Ir. Drs. H. Herianto, M.T.

Jurusan: Teknik Perminyakan

Fakultas: Teknologi Mineral

UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"

YOGYAKARTA

2021



14

KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA

Jl. SWK 104 (lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283,
Telp. (0274) 486733, Fac. (0274) 486188, 486400

PERJANJIAN PELAKSANAAN PENELITIAN

Nomor : B / 41 /UN.62/PT/IV/2021

Pada hari ini, Kamis tanggal Dua Puluh Sembilan bulan April tahun Dua Ribu Dua Puluh Satu, kami yang bertanda tangan di bawah ini:

1. Yudi Utama, M.Pd	: Dalam hal ini bertindak untuk dan atas nama Pejabat Pembuat Komitmen berdasarkan Keputusan KPA UPN "Veteran" Yogyakarta Nomor : 56/UN62/KU.01/KPA/2021 tanggal 26 Januari 2021 yang selanjutnya dalam Surat Perjanjian ini disebut sebagai PIHAK PERTAMA
2. HERIANTO	: Dalam hal ini bertindak untuk dan atas nama Penanggungjawab/Ketua pelaksanaan Hibah Penelitian Dasar yang selanjutnya disebut PIHAK KEDUA

Dengan susunan Tim Sebagai berikut :

1. HERIANTO 2. P. SUBIATMONO	1. Ketua 2. Anggota
---	--------------------------------------

Berdasarkan Keputusan Kuasa Penggunaan Anggaran Nomor: 234/UN62/PT.00.02/KPA/2021 tanggal 16 April 2021, tentang Penerima Hibah Penelitian Dasar, Terapan, Kluster, Kelembagaan, Penelitian Dosen Pemula, dan Pengabdian Kepada Masyarakat tahun Anggaran 2021 LPPM Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta maka PIHAK PERTAMA dan PIHAK KEDUA secara bersama-sama bersepakat mengikatkan diri dalam suatu Perjanjian Hibah Penelitian 19 dengan syarat-syarat yang diatur dalam Pasal-Pasal sebagai berikut:

PASAL 1

- (1) PIHAK PERTAMA memberikan tugas kepada PIHAK KEDUA, dan PIHAK KEDUA menerima tugas tersebut sebagai penanggung jawab pelaksanaan hibah penelitian Dasar dengan judul:
"Studi Model Konstruksi dan Profil Sumur Directional di Lepas Pantai, Berdasarkan Beban Mekanis Rangkaian dan Konsep Well Integrity"
- (2) PIHAK KEDUA bertanggung jawab penuh atas pelaksanaan, administrasi dan keuangan atas pekerjaan Hibah penelitian Dasar

- (3) Pelaksanaan dukungan dana penelitian sebagaimana dimaksud ayat (1) sesuai Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (SP DIPA) – 023.17.2.677505/2021 tanggal 23 November 2020 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, MAK: 4471.QEI.001.052.A.521219/LIT.

PASAL 2

- (1) PIHAK PERTAMA memberikan Hibah penelitian Dasar sebesar Rp 35000000 (Tiga puluh lima juta Rupiah) yang dibebankan pada Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (SP DIPA) – 023.17.2.677505/2021 tanggal 23 November 2020 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, MAK: 4471.QEI.001.052.A.521219/LIT.
- (2) PIHAK KEDUA wajib membayar pajak PPh 21, PPn, dan PPh 23 sesuai dengan peraturan perpajakan yang berlaku dan memberikan bukti bayar pajak kepada Bendahara Satker.
- (3) Hibah penelitian 19 disalurkan dalam 2 (dua) tahap pembayaran sesuai ketentuan yakni:
- Tahap pertama sebesar 70% dari jumlah hibah penelitian Dasar atau sebesar Rp 24500000 (19) yang disetujui setelah Surat Perjanjian ditandatangani kedua belah PIHAK dan PIHAK KEDUA mengumpulkan Surat Pernyataan Luaran Penelitian Dasar yang dijanjikan kepada LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
 - Tahap kedua sebesar 30% dari jumlah hibah penelitian Dasar atau sebesar Rp 10500000 (Sepuluh juta lima ratus ribu Rupiah) dibayarkan setelah PIHAK KEDUA menyerahkan kepada PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta:
 - Laporan kemajuan kegiatan 70%
 - Laporan Penggunaan keuangan 70% yang telah dilaksanakan beserta bukti-bukti pengeluaran.
 - Bukti telah dimuat atau submit Artikel Jurnal Internasional bereputasi, Artikel Prosiding, Buku ber-ISBN dan Hak Cipta, Konferensi Internasional dan Poster.
 - Laporan kemajuan dan laporan penggunaan dana dalam bentuk *soft copy* dikumpulkan ke PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta paling lambat tanggal 1 Juli 2021.
 - PIHAK KEDUA berkewajiban mengembalikan sisa dana yang tidak dibelanjakan ke kas negara dan menyampaikan fotocopy bukti pengembalian dana yang telah divalidasi oleh KPPN setempat kepada PIHAK PERTAMA.
- (4) Apabila terjadi sesuatu hal yang tidak diinginkan yang menyebabkan PIHAK KESATU tidak dapat memenuhi kewajibannya membayar/menyalurkan dana tahap kedua, maka besarnya dana untuk kegiatan penelitian ini adalah sebesar tahap pertama yang telah diterimakan.

PASAL 3

Hibah Penelitian Dasar sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) dibayarkan bagi Ketua Tim Peneliti sebagai berikut:

Nama : HERIANTO
NIDN : 0021065910
ID Shinta : 6023413
Nama Bank : Bank BNI 1946
Alamat bank : Jl. Persatuan No.1 Bulaksumur, Depok Sleman, Yogyakarta
NPWP Satker : 00.140.580.2-542-000

PASAL 4

- (1) Jadwal waktu program hibah penelitian Dasar terhitung mulai ditandatangani Surat Perjanjian ini dan berakhir pada tanggal 30 November 2021.
- (2) Pelaksanaan dan hasil penelitian akan dimonitor dan dievaluasi. Pelaksanaan monitoring dan evaluasi kegiatan penelitian akan dilaksanakan oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta dan dijadwalkan sebagai berikut:
 - a. Monitoring dan Evaluasi pertama 6 Juli 2021
 - b. Monitoring dan Evaluasi kedua 24 Agustus 2021
 - c. Monitoring dan Evaluasi ketiga 26 Oktober 2021
- (3) Seminar hasil Penelitian akan dilaksanakan pada tanggal 5-6 Oktober 2021.
- (4) Peneliti berkewajiban menyerahkan laporan hasil program penelitian Dasar dalam bentuk:
 - a. Laporan sementara sebanyak 1 eksemplar yang dijilid biasa (tipis) dan diserahkan pada waktu pelaksanaan monitoring dan evaluasi.
 - b. Laporan Akhir Hasil program penelitian 19 sebanyak 1 (satu) eksemplar yang dijilid menggunakan sampul keras (*hard cover*) dan *softcopy* dalam bentuk *Pdf*, ringkasan, Power point (3 slide, template website LPPM), dan mengisi borang 5, 6, 7. (template website LPPM).
 - c. Abstrak dan Naskah dari hasil program penelitian Dasar tersebut untuk dipublikasikan melalui majalah ilmiah berkala yang diterbitkan oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta atau majalah ilmiah berkala di luar UPN "Veteran" Yogyakarta, dengan menyebutkan sumber pendanaannya.
 - d. CD dan *softcopy* dalam format *Pdf* yang memuat file Abstrak dan Naskah hasil program penelitian Dasar.
- (5) Penyerahan Laporan Akhir hasil program penelitian Dasar selambat-lambatnya tanggal 26 November 2021.
- (6) Laporan hasil program penelitian Dasar disusun menurut ketentuan yang telah dibakukan oleh Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat UPN "Veteran" Yogyakarta (Panduan Penelitian & Pengembangan).
- (7) PIHAK KEDUA harus menghasilkan luaran penelitian dalam bentuk; Bukti telah dimuat atau submit Artikel Jurnal Internasional bereputasi, Artikel Prosiding, Buku ber-ISBN dan Hak Cipta, Konferensi Internasional dan Poster.
- (8) Proses pengurusan ISBN publikasi dan HKI wajib dilakukan melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
- (9) Semua luaran penelitian menjadi milik UPN "Veteran" Yogyakarta, pemanfaatannya dipercayakan kepada LPPM dengan sepengetahuan peneliti.
- (10) Apabila sampai batas waktu ditetapkan untuk melaksanakan kegiatan penelitian Dasar ini, PIHAK KEDUA tidak menyerahkan laporan akhir, laporan keuangan beserta bukti pengeluaran yang syah serta bukti luaran penelitian maka PIHAK KEDUA dikenakan denda sebesar 1/1000 (satu per mil) setiap hari sampai dengan setinggi-tingginya 5% (lima persen) dari nilai surat perjanjian ini, terhitung dari batas waktu pengumpulan laporan akhir

sampai dengan berakhirnya pembayaran bantuan dana penelitian oleh PIHAK PERTAMA, serta PIHAK KEDUA akan dikenai sanksi akademik sesuai aturan yang berlaku.

- (11) Apabila dikemudian hari terbukti bahwa judul-judul program penelitian Dasar dijumpai adanya indikasi duplikasi dengan program penelitian Dasar lain dan/atau diperoleh indikasi ketidakjujuran/iktikad kurang baik yang tidak sesuai dengan kaidah ilmiah, maka PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta menyatakan bantuan biaya program penelitian 19 tersebut batal dan PIHAK KEDUA wajib mengembalikan bantuan dana penelitian kepada Negara.

Yogyakarta, 29 April 2021

PIHAK PERTAMA



Yudi Sutama, M.Pd
NIP. 19620610 198601 1 001

PIHAK KEDUA
N A M A

1. HERIANTO
2. P. SUBIATMONO

TANDA TANGAN



Tembusan Yth:

1. Rektor (sebagai laporan)
2. Para Wakil Rektor
3. Para Dekan
4. Para Kajur

Di lingkungan UPN "Veteran" Yogyakarta

DOKUMEN LAPORAN

PENELITIAN-2

STUDI MODEL KONTRUKSI DAN PROFIL SUMUR DIRECTIONAL DILEPAS PANTAI, BERDASARKAN BEBAN MEKANIS RANGKAIAN DAN KONSEP WELL INTEGRITY



Penanggung Jawab;

Nama: Dr. Ir. Drs. H. Herianto, M.T.

Jurusan: Teknik Perminyakan

Fakultas: Teknologi Mineral

UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"

YOGYAKARTA

2021

Tema Penelitian : Teknik Pemboran Minyak dan Bumi

LAPORAN AKHIR

**STUDI MODEL KONTRUKSI DAN PROFIL SUMUR
DIRECTIONAL DILEPAS PANTAI, BERDASARKAN BEBAN
MEKANIS RANGKAIAN DAN KONSEP WELL INTEGRITY**



Tim Pengusul

No	Nama	Jabatan	NIDN	SINTA ID
1.	Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT	Ketua	0021065910	6023413
2.	Ir. P. Subiatmono, MT	Anggota 1	0028085818	6006386
3.	Deshinta Putri H W, ST	Anggota 2		
4.	Suto Wijoyo, ST	Anggota 3		

Dibiayai Oleh UPN "Veteran" Yogyakarta sesuai dengan Surat Perjanjian

Nomor : B/41/UN.62/PT/IV 2021

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UPN "VETERAN" YOGYAKARTA**

2021

HALAMAN PENGESAHAN PENELITIAN

Judul Penelitian : Studi Model Kontruksi dan Profil Sumur Directional diLepas Pantai, berdasarkan beban mekanis rangkaian dan konsep Well integrity

Arah Riset : Teknik Pemboran Minyak dan Bumi

Ketua Peneliti:

a. Nama Lengkap : Dr. Ir. Drs. Herianto, MT.

b. Jenis Kelamin : Laki-laki

c. Jabatan Fungsional : Lektor Kepala

d. Fakultas/Jurusan : Teknologi Mineral/Teknik Perminyakan

Jumlah Tim Peneliti : 4 (empat) orang

1. Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT
2. Ir. P. Subiatmono, MT
3. Deshinta Putri H W, ST
4. Suto Wijoyo, ST

Lokasi Penelitian : Yogyakarta

Lama Penelitian : 6 (enam) bulan

Biaya yang Diperlukan

a. Sumber UPN : Rp. 35.000.000,-

b. Sumber lain : Rp. -

Yogyakarta, 3 November 2021

Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknologi Mineral



Dr. Ir. Sutarto, M.T.
NIP. 19650301 199103 1 001

Ketua Peneliti

Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT
NIP. 19590621 198603 1 001

Mengetahui,
Ketua LPM/LPPM,



Dr. Hendro Widianarko, MM
NIP. 197007112021211005

RINGKASAN

Mekanika beban rangkaian pada *drillstring* merupakan salah satu faktor dalam menjaga agar pemboran aman dilakukan. Perencanaan torsi dan drag yang tidak tepat dapat menimbulkan masalah pemboran. Seperti torsi yang terlalu besar dapat menyebabkan *drillstring* terlepas lalu drag yang terlalu besar dapat menyebabkan *drillstring buckling* (tertekuk).

Untuk menghasilkan performa yang baik perlu dilakukan perencanaan mengenai profil dan konstruksi sumur berdasarkan data reservoir lithologi dan pengaruh beban mekanik rangkaian *drillstring*. Dari Analisa tersebut dapat menghasilkan profil *trajectory* sumur serta desain *drillstring* yang optimum dan ekonomis.

Desain *trajectory* yang optimum menghasilkan suatu profil dan konstruksi sumur tidak hanya mencapai target, namun dengan *Measured Depth* (MD) rendah, serta memberikan beban torsi dan drag yang rendah. Hal tersebut berpengaruh dengan biaya pemboran, semakin optimum suatu perencanaan pemboran maka semakin rendah biaya tersebut. Perlu dilakukannya analisis data *reservoir* lithologi sehingga dalam perencanaan profil dan konstruksi sumur *directional drilling* dapat terhindar dari problem yang disebabkan oleh formasi ditembus. Timbulnya problem pemboran dapat menambah biaya pemboran. Optimasi desain *drillstring* dengan

parameter yaitu beban torsi, beban drag saat *slack off*, beban drag saat *pick up*, dan beban *buckling*.

Dalam menembus formasi perlu dilakukan analisa mengenai reservoir lithologi agar dalam menembus formasi dapat sesuai dengan perencanaan. Penempatan kick of point (KOP) yang tidak tepat seperti pada formasi lunak dapat menyebabkan pembelokan arah lubang tidak sesuai dengan yang direncanakan sebelumnya.

Well integrity adalah suatu analisa sumur secara keseluruhan yang bertujuan untuk mengoptimalkan laju produksi dan pencegahan problem selama operasi sumur, yaitu adanya invasi fluida yang tidak diinginkan untuk masuk kedalam sumur dan terproduksi ke permukaan. Untuk dapat membentuk suatu integritas sumur yang baik, maka diperlukan elemenelemen well barrier (boundary) yang berfungsi menjaga sumur agar tetap dalam kondisi aman dan mencegah terjadinya permasalahan pada sumur.

Kata kunci : reservoir lithologi, *trajectory*, konstruksi sumur, *directional drilling*, torsi, drag, *well integrity*

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN PENELITIAN	i
RINGKASAN	ii
DAFTAR ISI.....	iii
BAB I PENDAHULUAN	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
BAB III METODE PENELITIAN	11
BAB IV STUDI KASUS PERENCANAAN SUMUR DIRECTIONAL DRILLING.....	19
4.1 Studi Kasus Perencanaan Profil Sumur	19
4.1.1. Hasil dan Pembahasan Profil Sumur.....	19
4.1.2. Kesimpulan	28
BAB V PENGHARGAAN	47
DAFTAR PUSTAKA	48

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pemboran berarah merupakan teknik membelokan lubang sumur untuk diarahkan ke target tertentu dalam formasi yang tidak vertikal pada bawah permukaan. Untuk menghasilkan performa yang baik perlu dilakukan perencanaan mengenai profil dan konstruksi sumur berdasarkan data reservoir lithologi dan pengaruh beban mekanik rangkaian *drillstring*. Dari Analisa tersebut dapat menghasilkan profil *trajectory* sumur serta desain *drillstring* yang optimum.

Desain *trajectory* yang optimum menghasilkan suatu profil dan konstruksi sumur tidak hanya mencapai target, namun dengan *Measured Depth* (MD) rendah, serta memberikan beban torsi dan drag yang rendah. Hal tersebut berpengaruh dengan biaya pemboran, semakin optimum suatu perencanaan pemboran maka semakin rendah biaya tersebut. Perlu dilakukannya analisis data *reservoir* lithologi sehingga dalam perencanaan profil dan konstruksi sumur *directional drilling* dapat terhindar dari problem yang disebabkan oleh formasi ditembus. Timbulnya problem pemboran dapat menambah biaya pemboran. Optimasi desain *drillstring* dengan parameter yaitu beban torsi, beban drag saat *slack off*, beban drag saat *pick up*, dan beban *buckling*.

Berdasarkan kajian latar belakang tersebut di atas, maka target capaian tahunan penelitian ini disajikan dalam tabel 1.1

Tabel 1.1 Rencana Target Capaian Tahunan

No.	Jenis Luaran				Indikator Capaian <i>TS</i> ¹⁾
	Kategori	Sub Kategori	Wajib	Tambahan	
1	Artikel ilmiah dimuat di jurnal ²⁾	Internasional/Nasional			
			√		√

2	Artikel ilmiah dimuat di proseding ¹⁾	Internasional/Nasional	√		√
3	Hak Kekayaan Intelektual (HKI) ⁶⁾	Hak Cipta	√		√

- 1) *TS* = Tahun Sekarang (tahun pertama penelitian)
- 2) Isi dengan tidak ada, draf, *submitted*, *reviewed*, *accepted*, atau *published*
- 3) Isi dengan tidak ada, draf, terdaftar, atau sudah dilaksanakan
- 4) Isi dengan tidak ada, draf, terdaftar, atau sudah dilaksanakan
- 5) Isi dengan tidak ada, draf, terdaftar, atau sudah dilaksanakan
- 6) Isi dengan tidak ada, draf, terdaftar, atau *granted*
- 7) Isi dengan tidak ada, produk, atau penerapan
- 8) Isi dengan tidak ada, produk, atau penerapan
- 9) Isi dengan tidak ada, atau proses editing, atau sudah terbit
- 10) Isi dengan tidak skala 1-9 dengan mengacu pada lampiran A

1.2 Maksud dan Tujuan

Maksud diadakannya penelitian ini adalah melakukan studi perencanaan profil dan konstruksi sumur pada sumur *directional drilling* berdasarkan analisa beban mekanik dan konsep *well integrity*

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendisain secara cepat dan tepat, profil sumur *directional* dengan analisa beban tidak melewati beban limitnya dan lintasan yang pendek sehingga pemboran akan lebih aman dan murah.

1.3 Lokasi Penelitian

Laboratorium Simulasi dan Peralatan Pemboran , Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta

1.4. Organisasi Peneliti

Organisasi peneliti terdiri dari satu ketua dan dua orang anggota peneliti. Peneliti salinh bekerja sama untuk membuat kegiatan perencanaan profil dan konstruksi sumur berdasarkan data reservoir lithologi dan pengaruh beban mekanik rangkaian pada sumur *directional drilling*.

Ketua tim peneliti Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT dan anggota peneliti yaitu Ir. P. subiamono, MT dengan dua asisten peneliti yaitu Deshinta Putri Herina Wijaya , S.T, dan Suto Wijoyo. Kelompok peneliti tersebut memiliki keahlian dibidang masing-masing sesuai (**Tabel 4.1**)

Tabel 4.1 Peneliti dan bidang keahlian masing-masing

No	Nama	Keahlian
1.	Dr. Ir. Drs. H. Herianto, MT	Sebagai ketua tim peneliti dan staf pengajar di Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dengan keahlian Teknik Pemboran (ahli well integrity, well control, well cementing)
2.	Ir. P. Subiatmono, MT	Sebagain anggota peneliti dan staf pengajar di Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dengan keahlian Teknik Pemboran (Directinal Drilling, Drillstring Design)
2.	Deshinta Putri Herina Wijaya , S.T	Sebagai asisten peneliti dan Mahasiswa Magister di Teknik perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dengan keahlian Teknik Pemboran (Drilling Simulation)
3.	Suto Wijoyo	Sebagai asisten peneliti dan Mahasiswa Sarjana di Teknik perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dengan keahlian Teknik Pemboran (Drilling Simulation)

1.5. Biaya Penelitian

Anggaran biaya penelitian yang dianggarkan untuk penelitian ini selama satu tahun adalah sebesar Rp 37.500.000,- Adapun jenis pengeluaran yang diusulkan adalah gaji dan upah, biaya bahan penunjang, dan biaya pengolahan data, penyusunan laporan, publikasi, seminar, dan lainnya. Berikut table ringkasan anggaran penelitian.

REKAPITULASI PENGGUNAAN DANA PENELITIAN

Judul : Studi Model Konstruksi dan Profil Sumur Directional di Lepas Pantai Berdasarkan Beban Mekanis Rangkaian dan Konsep Well Integrity

Skema Hibah : Penelitian Dasar

Nama Ketua : Dr. Drs. Ir. Herianto, MT

NIDN : 0021065910

Nama Anggota (1) / NIDN : Ir. P Subiatmono, MT / 0028085818

Nama Anggota (2) / NIDN : Deshinta Putri Herina Wijaya

Nama Anggota (3) / NIDN : Suto Wijoyo

Tahun Pelaksanaan : 2021

Dana Tahun Berjalan : Rp. 35.000.000

Rincian Penggunaan

1. Honorarium

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Juni	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
2	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Juni	1	Bulan	500.000	500.000
3	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Juli	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
4	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Juli	1	Bulan	500.000	500.000
5	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Agustus	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
6	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Agustus	1	Bulan	500.000	500.000
7	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan September	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
8	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan September	1	Bulan	500.000	500.000
9	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Oktober	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
10	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Oktober	1	Bulan	350.000	350.000
Sub Total					12.350.000

2. Peralatan Penunjang

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Juni	4	bulan	100.000	400.000
2	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Juli	4	bulan	100.000	400.000
3	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Agustus	4	bulan	100.000	400.000
Sub Total					1.200.000

3. Bahan Habis Pakai

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Pembelian ATK	1	paket	106.200	106.200
2	Pembelian ATK Tinta	1	paket	300.000	300.000
3	Pembelian Flashdisk	3	buah	60.000	180.000
4	Pembelian ATK	1	paket	300.000	300.000
5	Pembayaran Jilid Laporan	1	paket	90.200	90.200
6	Pembayaran Jilid Laporan	1	paket	242.000	242.000
7	Tagihan Pembelian Konsumsi Bulan Februari	1	bulan	227.535	227.535
8	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Maret	1	bulan	795.700	795.700
9	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan April	1	bulan	542.499	542.499
10	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Mei	1	bulan	1.018.561	1.018.561
11	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Juni	1	bulan	827.800	827.800
12	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Juli	1	Bulan	297.000	297.000
13	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Agustus	1	bulan	833.750	833.750
14	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan September	1	bulan	795.000	795.000
15	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Oktober	1	bulan	467.800	467.800
Sub Total					7.024.045

4. Perjalanan

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Transportasi Penelitian	1	paket	600.000	600.000
Sub Total					600.000

5. Lain-Lain

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Pembayaran Penerbitan HKI dan ISBN	1	buku	800.000	800.000
2	Biaya Simulasi Laboratorium	1	paket	5.000.000	5.000.000
3	Pembayaran Submit Jurnal	1	Buah	5.000.000	5.000.000
4	Pembayaran Biaya Cetak Buku Referensi	1	paket	1.200.000	1.200.000
5	Pembayaran Submit Procciding LPPM	1	Buah	1.827.250	1.827.250
Sub Total					13.827.250

Total Pengeluaran	35.001.295
--------------------------	-------------------

1.6. Jadwal Rencana Kerja Penelitian

Rencana penelitian diperkirakan memerlukan waktu selama 1 tahun dengan pengaturan jenis kegiatan masing-masing, disamping tugas pokok sebagai dosen pengajar dan mahasiswa di program studi teknik perminyakan di Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta.

Tabel 5.2 Rencana Jadwal Kegiatan Penelitian Selama 6 Bulan

No	Nama Kegiatan	Tahun 1					
		1	2	3	4	5	6
1	Studi Literatur						
2	Persiapan Data						
3	Penelitian Data Lapangan						
4	Konsultasi Data Lapangan						
5	Perhitungan Data						
6	Analisa Perhitungan						
7	Penyusunan Laporan Akhir						
8	Presentasi Laporan Akhir						

1.7 . Renstra dan Road Map Penelitian Perguruan Tinggi

Kuatnya arus globalisasi menuntut bangsa Indonesia memiliki Sumber Daya Manusia (SDM) yang professional dalam segala bidang. Bagi UPN “veteran” Yogyakarta kenyataan tersebut merupakan tantangan sekaligus peluang untuk berbuat sesuatu. Sebagai perguruan tinggi yang mewarisi cita cita luhur para veteran Republik Indonesia, UPN “veteran” Yogyakarta terpanggil untuk berperan aktif menghadapi tantangan

globalisasi tersebut, antara lain dengan menempatkan diri sebagai kekuatan intelektual dalam membangun masyarakat dan bangsa

Indonesia yang cerdas, Tangguh dan keadaban. Penelitian menjadi salah satu cakupan kegiatan pokok dosen seperti termuat dalam Permendikbud Nomor 49 tahun 2014 tentang Standar Nasional Perguruan Tinggi. Untuk lebih meningkatkan kualitas pengabdian kepada masyarakat yang dilakukan oleh civitas akademik UPN “veteran” Yogyakarta, maka perlu disusun Rencana strategis pengabdian kepada masyarakat. Penyusunan Rencana Strategis (Renstra) didasarkan pengalaman yang cukup Panjang yang dilakukan oleh civitas akademik UPN “veteran” Yogyakarta baik karena permintaan dari masyarakat/Pemda/Lembaga lain maupun inisiatif dari para dosen.

Renstra Penelitian akan memberikan arah sumbangan IPTEK civitas akademik dan meningkatkan peran dan fungsi Lembaga serta untuk menghadapi tantangan-tantangan akibat perubahan lingkungan, untuk rentang waktu 2021- 2025. Rencana Strategis Penelitian LPPM UPN “veteran” Yogyakarta tahun 2021- 2025 didasarkan pada beberapa hal antara lain adalah peluang dan tantangan bagi perguruan tinggi di masa depan untuk dapat berperan aktif baik di tingkat domestic, regional, maupun internasional dalam rangka mendukung tujuan pembangunan

nasional, khususnya bidang Pendidikan. Arah Pendidikan nasional sebagaimana tercantum dalam Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) periode 2020-2024 ditekankan dengan daya masing masing regional, dan periode 2020-2024 ditekankan pada daya saing internasional. Riset Unggulan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta meliputi bidang-bidang sebagai berikut :

1. Ketahanan Pangan dan Pertanian
2. Pengentasan Kemiskinan
3. Sosial dan Politik
4. Kebumihan
5. Energi (Fossil dan Baru-Tembarukan)
6. Mitigasi Bencana dan Lingkungan
7. Pertahanan, Keamanan, dan harmoni bangsa
8. Material.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Menurut Aerested, T.V (1990) Torsi dan drag adalah dua faktor yang umumnya diamati pada jangkauan yang diperpanjang dan pengeboran horizontal karena bobot yang diterapkan pada bit meningkat dengan bertambahnya kedalaman di sepanjang formasi yang sama; dan kemampuan untuk mengebor berkurang secara efisien dengan kemiringan yang lebih tinggi. Selain itu, dimungkinkan juga untuk menghadapi torsi dan hambatan selama aplikasi pemboran vertikal atau pemboran berarah, terutama jika pemantauan yang tepat tidak dilakukan dan parameter pengeboran yang salah perhitungan digunakan. Oleh karena itu, prediksi torsi dan drag masuk fase pra-perencanaan sumur mungkin tidak sesuai dengan rencana pengeboran.

Well integrity adalah suatu analisa sumur secara keseluruhan yang bertujuan untuk mengoptimalkan laju produksi dan pencegahan problem selama operasi sumur, yaitu adanya invasi fluida yang tidak diinginkan untuk masuk kedalam sumur dan terproduksi ke permukaan. Untuk dapat membentuk suatu integritas sumur yang baik, maka diperlukan elemen-elemen well barrier (boundary) yang berfungsi menjaga sumur agar tetap dalam kondisi aman dan mencegah terjadinya permasalahan pada sumur. Aarestad, (1994) dalam studinya menyatakan bahwa, torsi dan tarikan yang berlebihan terkait satu sama lain dan diharapkan dapat ditemukan bersama dalam jangkauan yang luas dan kasus pemboran berarah. Bagaimanapun, pemantauan ketat dan perhitungan yang benar diperlukan untuk menjaga torsi dan drag dalam batas yang diizinkan yang akan mempertahankan *drillstring* sehingga tidak terjadi masalah. Selain itu, pemodelan harus dilakukan serta tindakan pencegahan harus dilakukan sebelum pengeboran dimulai. Aarestad, (1994) mendefinisikan torsi dalam studinya sebagai tenaga yang hilang akibat gesekan saat mentransfer torsi permukaan ke bit. Beban drag sebagai perbedaan statis dan beban rangkaian pipa bor yang tersandung. Beban torsi dan drag mengacu pada efek memutar dan menarik *drillstring* pada geometri lubang bor selama *sliding* dan *rotating drilling* (Mitchell, 1995). *Drillstring* tidak diputar dalam *sliding*; karenanya, torsi diharapkan rendah. Sebaliknya, gaya drag aksial diperkirakan akan tinggi dan sehingga memungkinkan *buckling partial* dari *drillstring*, yang menyebabkan masalah terkait dengan transfer berat pada bit. Di sisi lain, dalam *rotating drilling*,

torsi diharapkan menjadi tinggi dengan rotasi string bor dan drag diperkirakan tidak signifikan, begitu juga pengunciannya

Farah Omar Farah,(2014) menjelaskan cara mendesain *well trajectory* directional drilling dengan menghitung *directional coordinates* sumur *directional drilling*. Setelah itu, menghitung *true vertical depth* (TVD) *vertical section*, *true vertical depth* pada EOB section *total depth* (TD), dan *horizontal departure*. Didalam papernya, dijelaskan berbagai metode yang dapat digunakan dalam mendesain *well trajectory*, seperti metode: *tangential*, *balanced tangential*, *average angle*, *radius of curvature* dan *minimum of curvature*. Pada paper ini dibahas perencanaan desain *well trajectory* dengan menggunakan metode *radius of curvature* dan perhitungan desain *well trajectory* menggunakan persamaan dari Bourgoyne.

Krishnan(2016) menjelaskan bahwa dalam perencanaan well trajectory sumur directional drilling, perlu memperhitungkan besar sudut azimuth, sudut build up rate, panjang TVD, panjang horizontal displacement, KOP, panjang total MD. Pada papernya dijelaskan metode perhitungan well trajectory dengan metode *radius of curvature*. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan manual dan dengan menggunakan program *microsoft excel* dan *compass* lalu dibandingkan. Hasil yang didapatkan adalah hasil perhitungan dengan program *Compass* lebih mendekati perhitungan manual dibandingkan dengan excel. Namun pada penulisan paper ini perhitungan hanya dilakukan secara manual dan dengan menggunakan Microsoft excel.

Halafawi, (2019) Dalam menentukan lintasan lubang bor sangatlah penting untuk merancang pengeboran berarah dan horizontal. Terutama dalam kasus platform multi-sumur dimana sejumlah aspek harus diperiksa dengan cermat sebelum merancang jalur akhir sumur ke target. Dalam desain lintasan sumur, target biasanya ditentukan oleh ahli geologi dengan toleransi yang dapat diterima. Untuk mencapai target, zona target harus dipilih sebesar mungkin. Jika ada lebih dari satu zona yang dicapai, maka lintasan pemboran yang dirancang harus masuk akal dan dapat dicapai tanpa menyebabkan masalah-masalah pemboran.

Pfau, (1969) menjelaskan bahwa dalam pemboran kelompok sumur cluster *offshore directional drilling*, dalam atau dangkalnya kedalaman sumur mempengaruhi keekonomisan terutama dalam mengurangi biaya pembangunan dan pembuatan jalur anjungan. Perencanaan desain sumur dengan kick off point dangkal juga dapat menurunkan besar sudut inklinasi maksimum (Chewaroungroaj, 2021)

Dalam sedimen dangkal, tidak seperti sedimen dalam dengan perilaku elastis, mekanisme keruntuhan sepatu casing sangat dipengaruhi oleh plastisitas batuan. Oleh karena itu, praktik umum dalam desain casing yang didasarkan pada penggunaan plot gradien tekanan pori dan tekanan rekahan tidak dapat diterapkan pada sedimen dangkal. Secara umum, desain casing, seperti proses desain lainnya, harus dibenarkan dan direncanakan sebelumnya. Solusi desain yang optimal dicari, dengan menemukan kompromi terbaik untuk memenuhi persyaratan desain. Faktor-faktor yang dipertimbangkan untuk desain casing berdasarkan masalah kontrol sumur meliputi: Kedalaman sepatu casing, Ukuran lubang, Volume tendangan, Berat lumpur Untuk geometri sumur yang konstan, dengan bertambahnya kedalaman, akan ada peningkatan linier pada tekanan kegagalan sepatu casing (Paknejad dkk, 2009).

Ada beberapa tipe profil sumur directional drilling. Hal ini bergantung bergantung pada letak pembelokan pada sumur pmboran berarah, yaitu : (1). Build and Hold (Shallow Deviation), (2).Build, Hold, and Drop (S shape) dan (3).Continuous Build (Deep Deviation)

Pola Build and Hold (Shallow Deviation) ini menggunakan defleksi awal yang dangkal (shallow) dan pendekatan sudut lurus ke target sumur dibelokkan dengan mantap dan mulus sampai sudut maksimum dan arah yang diinginkan tercapai. Sudut dan arah yang ditetapkan dipertahankan saat pengeboran ke kedalaman target.. Biasanya metode ini digunakan saat mengebor sumur dangkal dengan zona produksi tunggal.(Carden RS, 2007). Sedang pada pola Build Hole and Drop (S shape) ini terdiri dari bagian vertikal, kick of point, build-up section, tangent section, drop-off section, dan hold section untuk mencapai target . Bentuk S pada sumur directional type ini membutuhkan inklinasi tinggi untuk mencapai target. Untuk bentuk S, lintasan lubang sumur menembus target secara vertikal. Pola continuous build (Deep deviation Type) memiliki defleksi awal yang relatif dalam (deep), dan membutuhkan inklinasi tertinggi dari semua jenis profil sumur untuk mencapai target. Dalam hal ini, inklinasi terus meningkat hingga atau melalui target. Pola continuous build sangat cocok untuk pengeboran salt-dome, pengeboran fault dan untuk side-tracking (Musa A, dkk ,2017). Untuk lebih jelasnya ketiga profil sumur directional drilling dapat dilihat pada Figure 1, berikut.

Sumur directional WD-29 merupakan adalah sumur pengembangan dengan deep deviatiation type yang diharapkan mampu menambah titik serap hidrokarbon pada lapisan reservoir batupasir formasi Balikpapan. Sistim cluster pada offshore platform diterapkan

untuk beberapa sumur directional agar menghemat areal permukaan dan mudah operasi produksi nantinya. Perencanaan profil lintasan sumur diperlukan dengan sensitivitas build up rate untuk mengetahui skenario mana yang mempunyai resiko beban drillstring rangkaian yang aman akan tetapi lintasan measured depthnya yang terpendek sehingga biaya pemboran lebih ekonomis. Analisa beban pada drillstring pada directional drilling sangat diperlukan agar tidak terjadi masalah pemboran seperti key seating, pipe sticking, buckling. Skenario profil sumur yang dilakukan dengan memilih 3 build up rate yaitu $2^{\circ}/100$ ft, $4^{\circ}/100$ ft dan $6^{\circ}/100$ ft. kemudian dilakukan analisa beban drillstring yaitu beban tension, torsion, drag, dan buckling. Setelah dilakukan perhitungan dan analisa maka akan dipilih skenario yang terbaik dengan beban drillstring yang aman measured depth rendah. Measured depth yang rendah menyebabkan biaya pemboran menjadi lebih murah. Hal tersebut dibuktikan dengan perhitungan biaya pemboran menggunakan Dengan mengetahui measured depth nya dan nilai cost per foot pada pemboran offshore di daerah tersebut akan diketahui estimasi biaya pemboran, sehingga dapat dipilih skenario yang terbaik dengan biaya pemboran yang murah.

Directional Drilling adalah Ilmu dan Seni membelokkan lubang sumur di sepanjang jalur yang direncanakan ke target bawah permukaan yang lokasinya diberikan jarak lateral dan arah dari vertikal (Osisanya O,dkk, 2009). Directional drilling dilakukan karena alasan-alasan dan keadaan tertentu saja. Alasan dilakukannya directional drilling yaitu alasan geografis, alasan geologi, dan alasan lain yang menyangkut masalah produktivitas. Sumur pengembangan WD-29 dibor pada suatu anjungan lepas pantai direncanakan sebagai sumur minyak directional drilling dengan type J shape dengan sistim cluster yang diharapkan mampu menambah titik serap hidrokarbon pada lapisan reservoir batupasir formasi Balikpapan.

Perencanaan lintasan lubang sumur sangat penting untuk merancang pengeboran terarah dan horizontal. Kepentingannya muncul terutama dalam kasus platform multi-sumur di mana sejumlah aspek harus diperiksa dengan cermat sebelum merancang lintasan akhir sumur ke target.(Halafafi M, dkk, 2019).

Model drillstring standar yang digunakan saat ini adalah model torsi-drag karena kesederhanaan dan ketersediaannya secara umum. Pengalaman lapangan menunjukkan bahwa model ini umumnya memberikan hasil yang baik tetapi terkadang berkinerja buruk. Misalnya, beberapa beban gesekan yang diprediksi untuk casing yang berjalan di sumur horizontal tidak konsisten dengan data lapangan (F. Mitchel dan Robert , 2013).

Oleh karena itu, perlu dilakukan analisa torsi drag dalam berbagai skenario agar dapat meminimalisir kesalahan prediksi.

Drag adalah gaya berlawanan yang diterapkan pada arah gerakan karena hambatan permukaan kontak. Ketika drag berlaku, kecepatan benda yang bergerak akan berkurang. Dalam pengeboran, drag adalah gaya yang meningkatkan beban hookload ketika drillstring ditarik ke atas dan sebaliknya ketika string ditarik ke bawah (Eren Tuna dkk, 2017).

Perencanaan profil sumur diperlukan untuk mengetahui lintasan mana yang tepat dan efisien untuk mencapai target pemboran. Perencanaan profil sumur perlu dilakukan analisa beban yaitu tension, torsion, drag dan buckling pada drillstring agar tidak terjadi masalah pemboran seperti key seating, pipe sticking, buckling. Kondisi stuck pipe membutuhkan respon yang cepat dan efektif. (Haduch, GA, dkk, 1994). Sehingga melakukan perhitungan torsi/drag yang disesuaikan dengan cepat dan akurat pada gaya pada stuck pipe yang diberikan bobot terukur. Disamping perhitungan beban yang diderita rangkaian terhadap kekuatan drillpipe, perhitungan cos per foot selalu dipertimbangkan dalam analisa keekonomian project drilling

2.4. Studi Pustaka DHMM dan optimasi Hidrolika :

Beberapa alasan dilakukannya pemboran directional menyangkut faktor geologis, faktor topografis, faktor ekonomis, salah satunya adalah target reservoir yang tidak terletak vertikal dibawah sumur seperti yang dilakukan pada kegiatan pemboran sumur directional “DDR-07” yang terletak di daerah Aceh Tamiang Provinsi Nanggroe Aceh Darusslaam. Pada sumur directonal, rotary table tidak dapat digunakan karena adanya pembelokan berdasarkan sudut inklinasi pada saat operasi pemboran, untuk itu diperlukan motor hidrolik yang menggunakan tenaga dari pompa lumpur di permukaan, dimana tenaga pompa yang dihasilkan tidak hanya untuk menggerakkan motor hidrolik tetapi juga untuk sirkulasi hidrolika pada saat pengangkatan cutting. Salah satu peralatan tersebut adalah berupa downhole motor (DHMM) yang dipasang pada rangkaian pipa bor di dekat bit. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan perencanaan hidrolika downhole mud motor yang optimum sehingga dapat meningkatkan laju pemboran pada section build up dan section tangensial dengan menentukan dimensi motor, Torque, Rate mud di dalam motor, bsarnya RPM yang di hasilkan dan tekanan output motor yang mampu

membersihkan cutting di bit dan anulus. Besarnya nilai RPM optimum operasi dan RPM maksimum motor, Besarnya daya pada motor, daya pada pompa serta nilai adjustable kick off (AKO) yang di design.

Problem yang sering terjadi pada pemboran directional/ horizontal adalah masalah pembersihan lubang selama pengeboran, dimana laju sirkulasi yang tinggi pada sumur horizontal sangat penting untuk memastikan pembersihan lubang yang optimal, model yang dikembangkan dengan memastikan pembersihan lubang yang tepat di sudut lubang kritis serta sumur horizontal dan menentukan laju alir dan laju penetrasi (ROP) optimal yang akan memastikan keberhasilan pengeboran, hasil yang diperoleh yaitu tingkat penetrasi meningkat karena konsentrasi cutting di anulus berkurang sehingga mengoptimalkan operasi pengeboran (O.Ogungrinde J., 2012)

Pemilihan teknologi downhole yang tepat memerlukan analisis kinerja yang mendetail. Parameter seperti biaya, batasan suhu, jenis cairan pengeboran, pertimbangan bit, ukuran, daya, kecepatan, dan torsi. parameter ini membantu mencapai operasi pengeboran yang dioptimalkan pada kondisi ekonomi yang efektif dan efisien dengan sebuah model pendekatan berbasis deterministik yang telah dikembangkan untuk membandingkan dan memberi peringkat tiga opsi motor downhole yang dipilih (positive displacement, turbin dan motor listrik) tersedia untuk pengeboran terarah(Olatunji O.,2017).

Dalam operasi pemboran, perlu dilakukan perencanaan terhadap downhole mud motor, seperti menentukan tekanan pompa, laju alir pompa, tekanan inlet motor dan daya pada motor. Downhole mud motor digunakan untuk melengkapi operasi pengeboran dengan mengubah tenaga fluida menjadi torsi mekanis ke mata bor dan menganalisis konfigurasi penampang daya (stator dan rotor) yang mempengaruhi torsi, daya dan output kecepatan sudut pada mud motor serta memasukkan dimensi motor sebagai variabel yang juga dapat mempengaruhi kinerja motor,dimana besarnya inlet pressure mempengaruhi besarnya daya motor dan besarnya laju alir pompa mempengaruhi besarnya RPM (Yuda Prawira, dkk, 2017)

Operasi pengeboran dengan downhole motor dibatasi dengan properti motor dan parameter operasional sedemikian rupa sehingga WOB dan RPM tidak dapat dipilih secara sewenang-wenang yang dapat mereka lakukan dalam operasi pengeboran normal. Model yang digunakan adalah dengan menggabungkan data kinerja motor dengan model ROP sehingga dapat memprediksi berat optimal pada bit (WOB) yang diperlukan untuk mencapai ROP maksimum pada bagian lubang yang akan dibor. Motor yang cocok dapat

dipilih sesuai dengan bit yang ditentukan sebelumnya dan sifat litologi dari bagian yang akan datang. Konstanta WOB optimal untuk motor yang sesuai juga dapat ditentukan untuk mencapai ROP rata-rata maksimum. Pemilihan akhir motor dapat dipengaruhi oleh kehilangan tekanan di bagian transmisi motor dan juga tekanan diferensial maksimum yang direkomendasikan dari motor (Mottahari, dkk,2007)

Kunci utama untuk menghubungkan kinerja bit ke kinerja motor adalah torsi bit pengeboran. Berdasarkan desain motor, torsi yang diberikan pada motor menentukan tekanan diferensial di atasnya, dengan pemodelan kinerja bit dan motor melalui bit/motor run dan mempertimbangkan pengaruh keausan bit terhadap ROP serta torsi pada pemboran, dimana hasil yang didapatkan yaitu optimasi dapat dilakukan untuk setiap PDM dengan menentukan parameter operasional optimal termasuk WOB dan RPM untuk mendapatkan rata-rata ROP tertinggi. Laju aliran lumpur akan mempengaruhi skenario operasi pemboran dengan PDM karena efeknya pada kecepatan putar dari motor. Juga, berat lumpur adalah parameter penting yang dapat mengubah simulasi hasil dengan mengubah kekuatan batuan (Mottahari dkk., 2008).

Positive displacement motor (PDM) telah digunakan secara luas dalam aplikasi pengeboran vertikal, terarah, dan horizontal. Pada pemboran directional dan horizontal, bent sub pada PDM digunakan untuk membuat arah lintasan sumur, (kemiringan dan azimuth), dan perpotongan target lubang bor. Pengeboran slide terjadi ketika tikungan di PDM berorientasi ke arah tertentu. Selama pengeboran slide, drillstring tidak berputar. Pada pengeboran slide, rotasi Bit sepenuhnya dihasilkan dari Motor dari cairan pengeboran yang dipompa melalui string bor. Pemboran berarah dapat secara signifikan mengurangi ROP dan meningkatkan biaya sumur. Oleh karena itu, kinerja keseluruhan kombinasi bit dan motor memiliki dampak yang sangat signifikan terhadap biaya pengeboran (Nelik L,2005). Positive displacement motor merupakan tipikal BHA yang terdiri dari beberapa bagian seperti bent sub, PDM, dan sistem steerable system. PDM dengan bent sub adalah metode umum untuk membelokkan lubang sumur menggunakan PDM dan bent sub. Bent sub adalah pipa pendek dengan diameter, yang kira-kira sama dengan DC dan dengan koneksi berulir di kedua ujungnya (Islam M, dkk,2008)

Prinsip kerja PDM ini adalah bila rotor diputar, pompa akan menghisap cairan dan mengalirkannya ke saluran yang telah ditentukan. Pada PDM ini tenaga hidrolis (volume dan tekanan) dari cairan pemboran akan mengubah rotor yang berbentuk helicoidal menjadi tenaga mekanis (torsi dan putaran). Pemakaian PDM terbatas pada beberapa faktor, diantaranya penggunaan jenis stator, bantalan (thrust bearing), dan sambungan. Di

dalam pemakaian yang optimum, PDM sangat tergantung pada kecepatan sirkulasi dan beda tekanan pada pompa. Positive displacement motor tersusun atas beberapa bagian, yaitu by-pass valve atau dump sub, motor, bagian sambungan, dan bantalan (bearing section) (Bourgoyne AT, 1986).

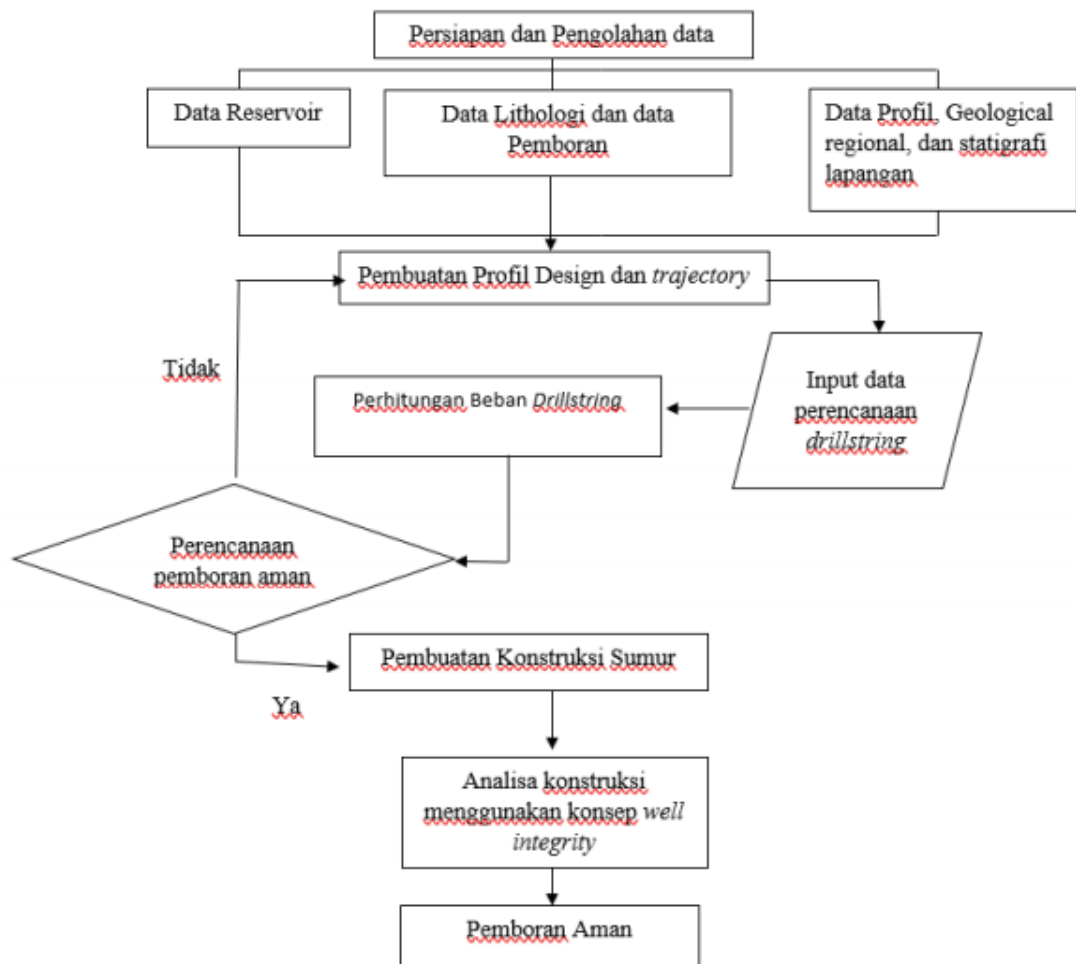
Fluida pemboran adalah suatu fluida yang bersirkulasi dalam pemboran putar, yang mempunyai berbagai fungsi yang diperlukan dalam operasi pemboran. Jenis lumpur pemboran yang sesuai dengan karakteristik sumur akan mendukung keberhasilan operasi pemboran terutama pada pola aliran serta kecepatan pemboran serta keberhasilan pengangkatan cutting ke permukaan [9]. Rheology yaitu mengetahui tentang perubahan bentuk dan aliran dari suatu jenis fluida. Sifat rheology ini dijelaskan dengan hubungan antara gaya dari fluida terhadap aliran dalam satuan tekanan persatuan luas (shear stress) dengan besarnya laju perubahan kecepatan aliran antar lapisan yang terjadi waktu fluida mengalir dalam satuan kecepatan persatuan panjang (shear rate). Rheology lumpur pemboran meliputi sifat aliran dan jenis fluida pemboran. Sifat aliran meliputi aliran laminar dan aliran turbulen sedangkan jenis fluida pemboran meliputi fluida Newtonian dan non-Newtonian (Miquez L, dkk.,2011)

Pada penelitian ini, dilakukan pengembangan pada perencanaan perencanaan downhole mud motor yang dilakukan pada pemboran directional untuk setiap section (trayek build up section & tangent section) dengan menentukan dimensi motor yang terdiri dari diameter dan panjang ukuran motor, RPM optimum operasi dan RPM maksimum, laju alir optimum dan laju alir maksimum berdasarkan RPM optimum operasi, daya pada motor, dan daya pada pompa serta nilai adjustable kick off (AKO) pada motor.

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

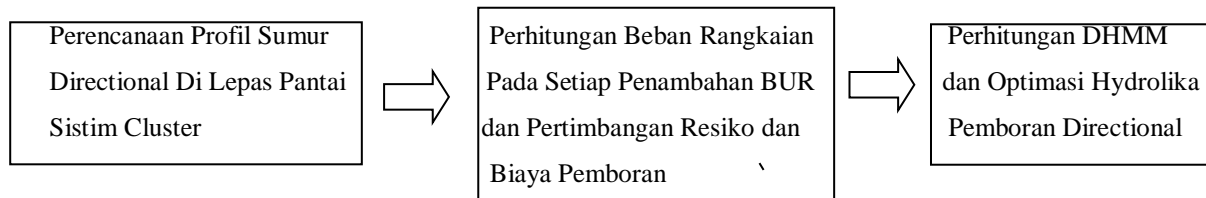
Metodologi yang digunakan dalam penulisan ini yaitu dimulai dengan pengumpulan data-data mengenai reservoir lithologi berupa profil lapangan, geologi regional lapangan dan stratigrafi lapangan. Selanjutnya membuat perencanaan mengenai profil kemudian dilakukan Analisa mengenai beban *drillstring*, Lalu membuat konstruksi sumur dan analisa *well integrity* sehingga pemboran dapat dilakukan dengan aman. Secara garis besar metodologi dapat dilihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1. Diagram Alir Penelitian

3.2 Bagan Alir

Penelitian dilakukan dalam rentang waktu 6 Bulan meliputi : studi literatur, persiapan data, perencanaan pemboran directional di Lepas Pantai , yang secara tertstruktur meliputi 3 (tiga) tahap sebagai berikut :



Gambar 3-2. Bagan Alir Tahapan Penelitian

3.2.1. Profil Sumur Directional Drilling

Pada perencanaan ini digunakan metode *radius of curvature* untuk menentukan panjang trajectory pada *build up section* dan menggunakan metode *tangential* untuk menentukan panjang trajectory pada *tangential section*.

Profil Sumur Build and Hold (J-Shaped):

Pada vertikal section, dilakukan perhitungan untuk mencari besar sudut azimuth dan menentukan titik KOP. Titik KOP ditentukan dari data sedangkan untuk mencari besar sudut azimuth digunakan persamaan dari Bourgoyne seperti pada persamaan (1):

$$r1 = \frac{180}{\pi x BUR} \quad \alpha = \tan^{-1}\left(\frac{x}{y}\right) \quad (1)$$

Pada Build up section, dilakukan perhitungan untuk mencari panjang *radius of curvature* pada persamaan (2), sudut inklinasi maksimum pada persamaan (3) & (4), panjang *measured depth* (MD) menggunakan persamaan (5), panjang TVD menggunakan persamaan (6), dan *horizontal displacement* pada *build up section* menggunakan persamaan (7):

(2)

$$\text{Jika } r1 > X_3 \\ \theta = \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right) \quad (3)$$

Atau

Jika $r1 < X_3$

$$\theta = 180 - \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right) \quad (4)$$

$$MD_2 = \frac{\theta}{BUR} \quad (5)$$

$$TVD_2 = r1 \times \sin \theta + TVD_1 \quad (6)$$

$$X_2 = r1 \times (1 - \cos \theta) \quad (7)$$

Pada Tangential section, dilakukan perhitungan untuk mencari panjang *measured depth tangent section* pada persamaan (8), TVD pada *tangent section* pada persamaan (9), panjang horizontal pada *tangential section* pada persamaan (10) dan total *measured depth* pada persamaan (13) :

$$MD_3 = \frac{TVD_3 - TVD_2}{\cos \theta} \quad (8)$$

$$TVD_3 - TVD_2 = MD_3 \times \cos \theta \quad (9)$$

$$X_3 - X_2 = (MD_3 \times \sin \theta) \quad (10)$$

$$TMD = MD_1 + MD_2 + MD_3 \quad (11)$$

Table 1.
Directional Drilling Well Profile Parameters

Vertical Section	Build Up Section	Tangential Section
Titik Lokasi Permukaan	<i>Kick off Point</i> (KOP)	Inklinasi Tangential
<i>Kick off Point</i> (KOP)	<i>Build Up Rate</i> (BUR)	TVD Tangential
TVD <i>Vertical Section</i>	<i>Radius of Curvature</i> (r1)	<i>Measured Depth Target</i>
<i>Measured Depth Vertical Section</i>	Inklinasi Maksimum	<i>Horizontal Displacement Target</i>
	<i>TVD Build Up Section</i>	
	<i>Measured Depth Build Up Section</i>	
	<i>Horizontal Displacement Build Up Section</i>	

Proyeksi vertikal merupakan proyeksi lintasan sumur pada suatu bidang vertikal antara lokasi permukaan dan sasaran, yang menggambarkan vertical section, buildup section dan tangensial section sampai menembus target reservoir. Contoh ilustrasi lintasan bertipe build-hold dapat dilihat pada Figure 2, berikut.

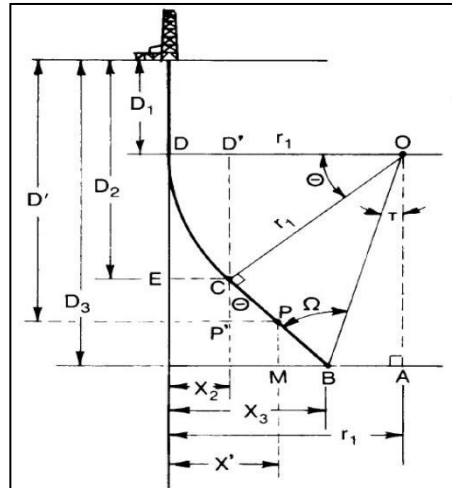


Figure 3. Build and Hold Trajectory

Source : Bourgoyne, A.T. Jr et al, (1986)

1. Menentukan *radius of curvature* (r_1)

$$r_1 = \frac{180}{\pi} \times \frac{1}{BUR...} \quad (12)$$

2. Perhitungan inklinasi maksimum (Θ), jika $X_3 > r_1$

$$\Theta = 180 - \arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1}\right) - \arccos\left[\left(\frac{r_1}{D_3 - D_1}\right) \times \sin\left[\arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1}\right)\right]\right] \dots (13)$$

3. Perhitungan inklinasi maksimum (Θ), jika $X_3 < r_1$

$$\Theta = \arcsin\left[\frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - x_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}}\right] - \arctan\left[\frac{r_1 - x_3}{D_3 - D_1}\right] \dots \dots \quad (14)$$

4. Perhitungan titik end of build

$$D_2 = D_1 + (r_1 \times \sin\Theta) \quad (15)$$

5. Perhitungan end of curvature

$$EOC = \left(\frac{\theta}{BUR}\right) + D_1 \quad \dots (16)$$

6. Perhitungan horizontal departure pada end of build

$$X2 = r1 \times (1 - \cos (\Theta)) \dots\dots\dots(17)$$

7. Perhitungan total kedalaman terukur (MD) untuk kedalaman tegak (TVDSS) sejauh D3

$$MD = D1 + \frac{\theta \times \pi \times r1}{180} + \frac{TVD EOC}{\cos (\Theta)} \dots\dots\dots(18)$$

3.2.2. Beban pada Drillstring

Mekanika drillstring dan rangkaian drillstring. Sumur directional dengan inclinasi yang tinggi, gaya gravitasi menarik tali bor ke sisi rendah lubang. Ini menstabilkan string dan memungkinkan pipa bor untuk membawa beban tekan aksial tanpa tekuk. Untuk alasan ini, praktis untuk menjalankan pipa bor dalam kompresi dalam pengeboran sudut tinggi di mana bobot bor, yang diperlukan untuk menghindari kompresi, akan menyebabkan torsi dan drag yang berlebihan (Dawson,dkk, 1982). Drag adalah beban yang terjadi akibat dari gesekan antara pipa dengan dinding lubang bor pada saat penarikan pipa yang disebabkan oleh sudut kemiringan tertentu (Mitchell B, 1974). Drag disebabkan oleh tiga faktor, yaitu :

1. Berat apung dari drill string yang bersentuhan dengan lubang.
2. Lengkungan pada pertambahan sudut.
3. Adanya tumpukan cutting pada lubang.

Persamaan yang digunakan pada buku Bill Mithchell yang berjudul “Advanced Oil Well Drilling” pada daerah tangential menggunakan persamaan berikut, yaitu:

$$Drag = \sum (\mu * Ws * DL \pm \mu * 2 * T * \sin (\frac{DLS * LOS}{2}) + BP) \dots\dots\dots(19)$$

Beban Torsion

Puntiran terjadi apabila beban torsi yang terjadi pada pipa lebih besar daripada torsional yield strength pipa. Dalam hal ini sebuah persamaan dapat digunakan untuk mencari minimum torsional yield strength[13]:

$$Torsion \ tangent = \frac{OD * Wm * \mu * \sin \alpha}{24} \dots \dots\dots(20)$$

Torsion Build

Untuk WOB < Wm R, menggunakan persamaan :

$$\text{Torsion Build} = \frac{\text{OD} \cdot \text{Wm} \cdot \text{R}}{72} \dots \dots \dots (21)$$

Untuk WOB > Wm R, menggunakan persamaan :

$$\text{Torsion Build} = \frac{\text{OD} \cdot \text{Wm} \cdot \text{R}}{144} + \frac{\text{OD} \cdot \text{WOB}}{46} \dots \dots \dots (22)$$

Beban Buckling

Buckling pada drillpipe terjadi ketika gaya tekan yang diterapkan melebihi beban critical buckling drillpipe. Gaya Buckling adalah gaya tekan minimum yang mengakibatkan drillpipe tertekuk (Rabia, 2002)

Cross sectional area dari pipa

$$A_s = 0.7854(\text{OD}^2 - \text{ID}^2) \dots \dots \dots (23)$$

Momen Inersia dari Pipa

$$I = A_s/16(\text{OD}^2 + \text{ID}^2) \dots \dots \dots (24)$$

Critical Buckling

$$BL = 550 \left(\frac{(1 \cdot \text{Wdp}(65.5 - \text{MW}) \cdot \sin)}{\text{DH} - \text{DTJ}} \right)^{0.5} \dots \dots \dots (25)$$

3.2.3. Cost per Foot

Optimalisasi pengeboran berdasarkan metode Cost per Foot. Jika parameter pengeboran yang dapat dikontrol berada pada level optimal, biaya cost per foot terendah akan tercapai. Variabel paling penting terkendali, mempengaruhi cost per foot dan tingkat penetrasi bergantung pada jenis bit, berat bit, kecepatan putar, sifat lumpur, dan hidrolika bit (A. Bahari dkk, 2009)

$$C_f = \frac{C_b + C_r(t_b + t_c + t_t)}{\Delta D} \dots \dots \dots (26)$$

3.2.4. Down Hole Mud Motor (DHMM):

DHMM merupakan motor hidrolik digunakan sebagai salah satu sistem hidrolika dengan menggunakan fluida pemboran yang disuplai melalui pompa dari reservoir. Prinsip kerja motor hidrolik pada dasarnya adalah mengubah energi hidrolik menjadi energi mekanik. Ada dua jenis motor hidrolik yaitu turbine motor, positif displacement motor. Motor hidrolik dengan multi stage yang terdiri dari rotor dan stator. Metode yang digunakan turbine motor adalah menciptakan kekuatan putaran pada pahat yakni dengan menggunakan momentum fluida. Stator berada pada bagian motor yang diam dan berfungsi sebagai pengarah aliran fluida pemboran ke rotor. Akibat adanya aliran fluida pemboran yang menumbuk rotor, maka rotor akan berputar. Putaran ini akan diteruskan ke pahat melalui batang penggerak. Jumlah stage tergantung pada besarnya torsi atau kekuatan yang diinginkan. Turbine motor membangkitkan tenaga dengan menggunakan momentum fluida, maka tekanan sepanjang motor relatif konstan pada saat operasi untuk suatu laju aliran tertentu. Turbine motor mempunyai beberapa keuntungan, yakni baik digunakan pada temperature tinggi (di atas 300° F) dan pada bagian oil base mud.

Pemakaian PDM terbatas pada beberapa faktor, diantaranya penggunaan jenis stator, bantalan (thrust bearing), dan sambungan. Di dalam pemakaian yang optimum, PDM sangat tergantung pada kecepatan sirkulasi dan beda tekanan pada pompa. Positive displacement motor tersusun atas beberapa bagian, yaitu by-pass valve atau dump sub, motor, bagian sambungan, dan bantalan (bearing section) (Bourgoyn,1986) :

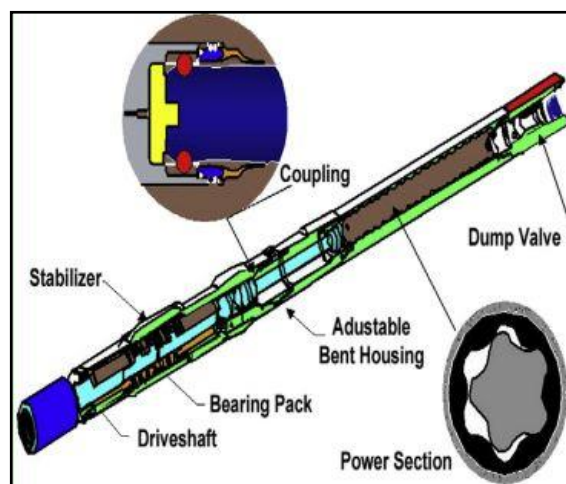


Figure 4. Positive Displacement Motor (Borgoyne, 1986)

- a) By-Pass Valve atau Dump Sub

- b) Motor (Power Section)
- c) Bagian Sambungan
- d) Bantalan (Bearing Section)

Untuk menyelesaikan masalah hidrolika yang baik dan menggabungkannya dengan RPM yang optimum pada directional drilling memerlukan langkah – langkah sebagai berikut: Penentuan dimensi motor yang terdiri dari diameter dan panjang motor yang akan digunakan kemudian menghitung RPM optimum operasi dan RPM maksimum, laju alir optimim dan laju alir maksimum, daya pada motor, dan daya pada pompa di permukaan serta nilai adjustable kick off (AKO) pada motor, u Flow Chart Hidrolika Pemboran Sumur Directional , dapat dilihat pada Gambar 5.

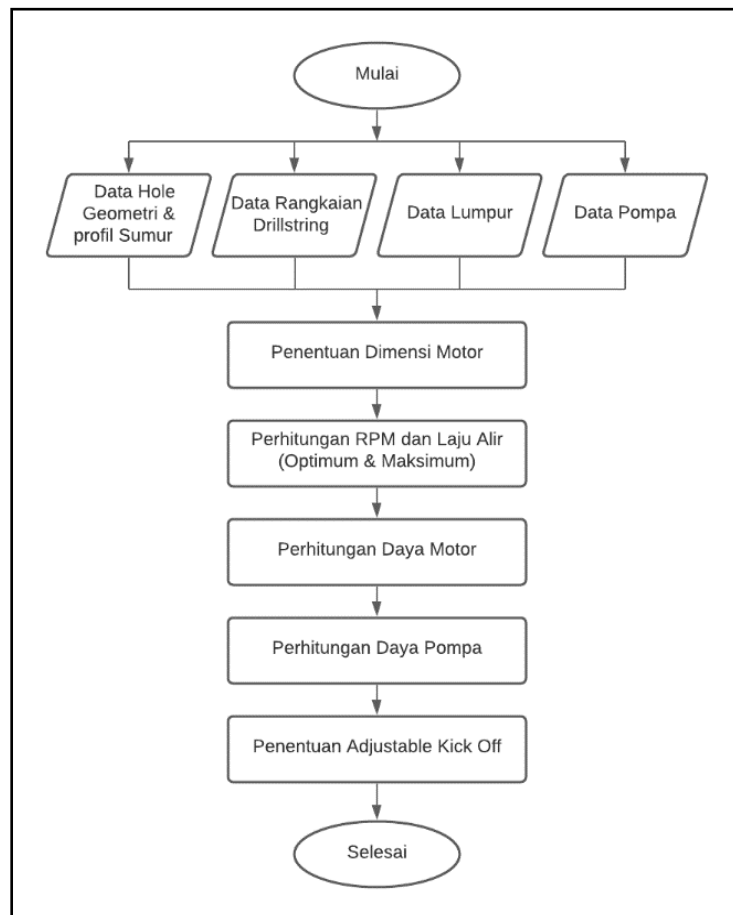


Figure 5. Diagram Alir Penggunaan Motor Hidrolik Sebagai Downhole Mud Motor Pada Operasi Pemboran Directional

BAB IV
STUDI KASUS PERENCANAAN SUMUR DIRECTIONAL DRILLING
DI LEPAS PANTAI

4.1 Studi Kasus Perencanaan Profil Sumur

4.1.1. Hasil dan Pembahasan Profil Sumur

Dalam penelitian ini, data yang diperoleh dari satu platform pemboran berarah digunakan untuk merencanakan profil sumur dan hole geometri dari masing-masing sumur dalam 1 cluster ini. Dan juga akan ditentukan arah azimuth dari masing-masing yang akan direncanakan profil sumurnya.

1. Profil sumur A1

Sumur A1 merupakan sumur *directional drilling J-Shaped* dengan kedalaman target 2500 ftTVD/2557 ftMD dengan KOP 300 ftTVD/MD. Pada perencanaan profil sumur A1 akan terdiri dari 3 section yaitu, vertical section pada kedalaman 0-300 ft, *build up section* pada kedalaman 300-560 ftMD, dan *Tangential section* pada kedalaman 560-2557 ftMD. Pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13³/₈" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⁵/₈" pada kedalaman 300-560 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 560-2557 ftMD. Pada sumur A1 ini diperoleh arah azimuth sebesar N53°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

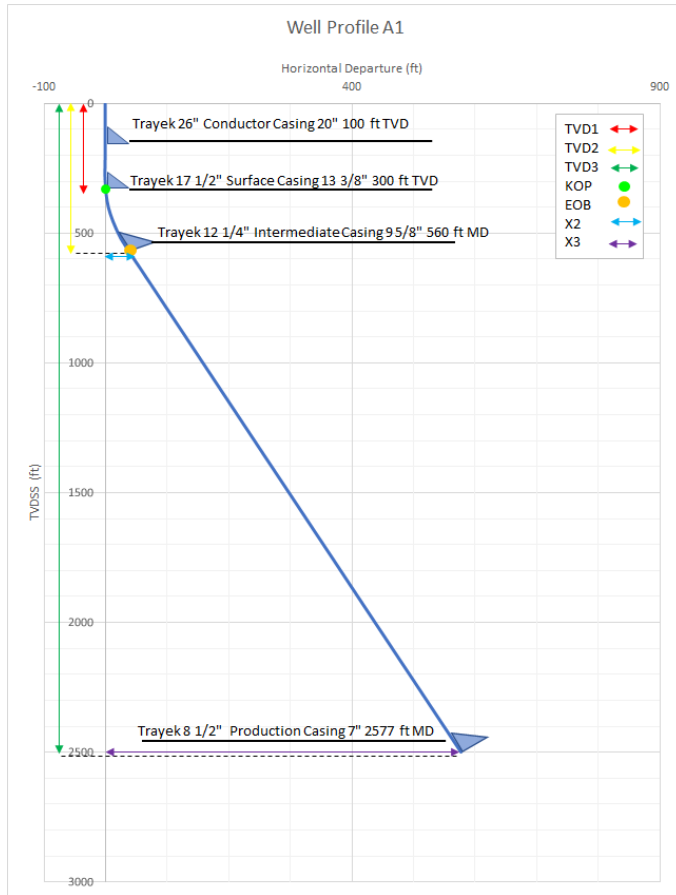


Figure 1. Well Profile A1

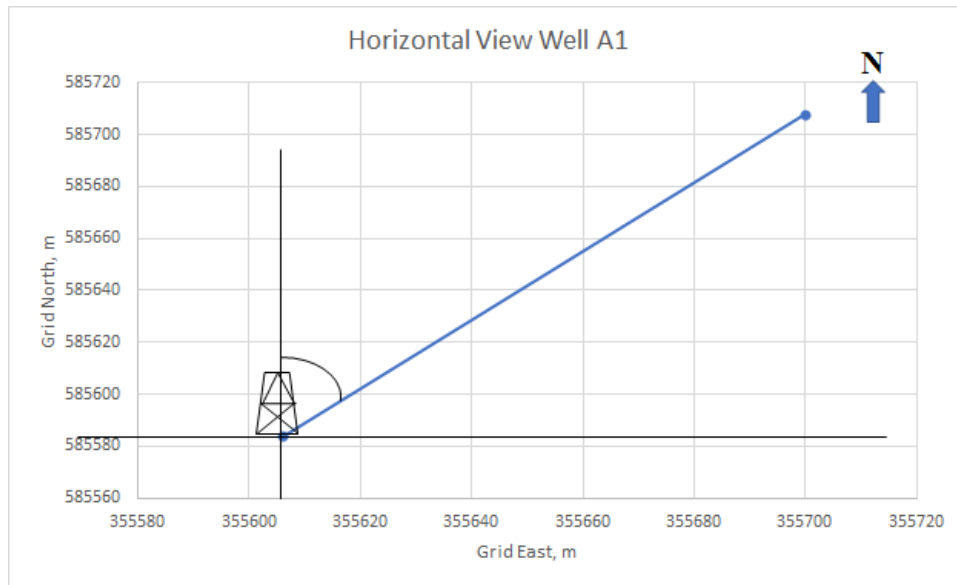


Figure 2. Horizontal View Well A1

Table 1.
Parameter of Well Profile A1

Section	Trayek Pemboran	Bit Size	OD Casing	Panjang Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17 1/2"	13 3/8"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 560 ftMD)	Intermediate Casing 300 –560 ftMD	12 1/4"	9 5/8"	560 ft	6° /100 ft	260	556	35	N53° E
Tangential (560 – 2557 ftMD)	Production Casing 560–2557 ftMD	8 1/2"	7"	2557 ft	0°	2003	2500	518	N53° E

2. Profil sumur A2

Sumur A2 merupakan sumur *directional drilling J-Shaped* dengan kedalaman target 2500 ftTVD/2575 ftMD dengan KOP 300 ftTVD/MD. Pada perencanaan profil sumur A2 akan terdiri dari 3 section yaitu, vertical section pada kedalaman 0-300 ft, *build up section* pada kedalaman 300-557 ftMD, dan *Tangential section* pada kedalaman 557-2575 ftMD. Pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13 3/8" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9 5/8" pada kedalaman 300-557 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 557-2575 ftMD. Pada sumur A2 ini diperoleh arah azimuth sebesar N162°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

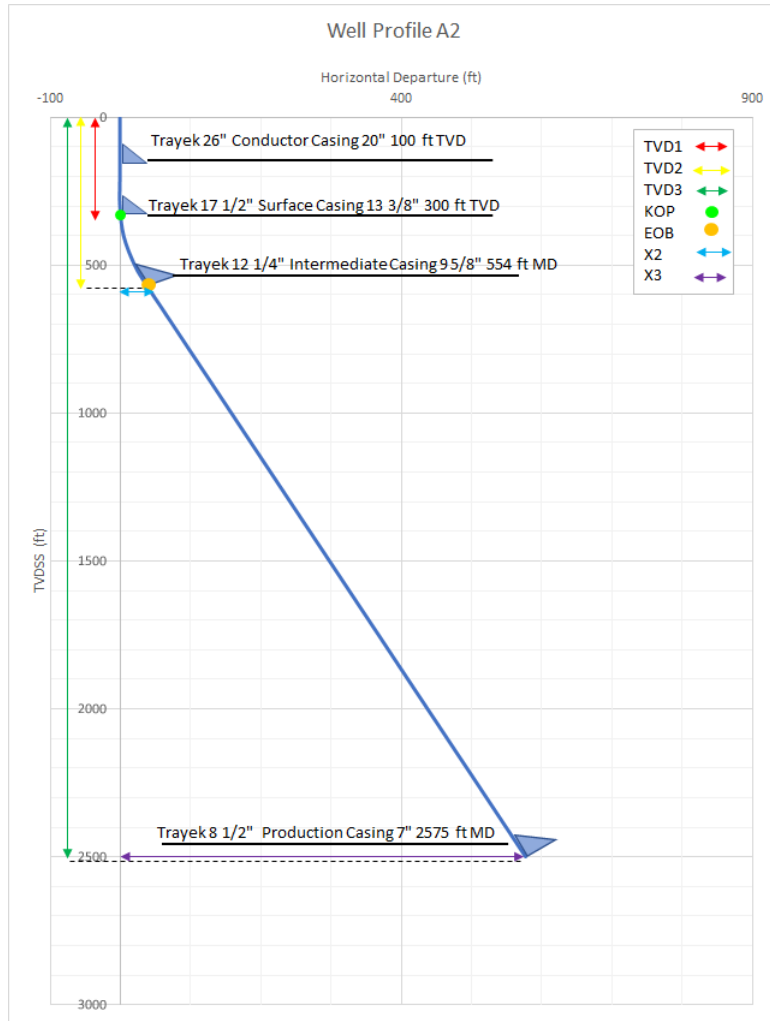


Figure 3. Well Profile A2

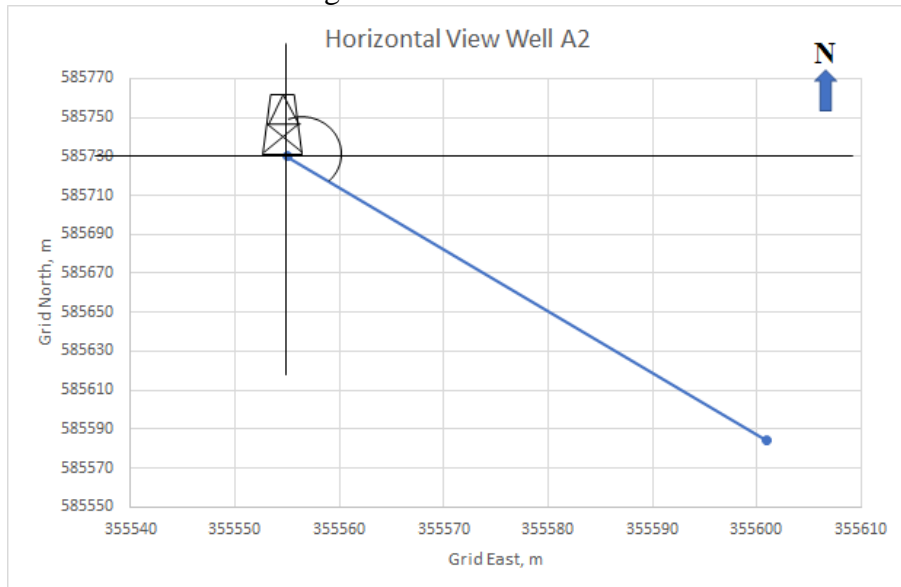


Figure 4. Horizontal View Well A2

Table 2
Parameter of Well Profile A2

Section	Trayek Pemboran	Bit Size	OD Casing	Panjang g Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 557 ftMD)	Intermediate Casing 300 – 557 ftMD	12¼"	9⅝"	557 ft	6° /100 ft	257	554	34	N162° E
Tangential (557 – 2575 ftMD)	Production Casing 557– 2575 ftMD	8½"	7"	2575 ft	0°	2018	2500	502	N162° E

3. Profil sumur A3

Sumur A3 merupakan sumur *directional drilling J-Shaped* dengan kedalaman target 2500 ftTVD/2577 ftMD dengan KOP 300 ftTVD/MD. Pada perencanaan profil sumur A3 akan terdiri dari 3 section yaitu, vertical section pada kedalaman 0-300 ft, *build up section* pada kedalaman 300-560 ftMD, dan *Tangential section* pada kedalaman 560-2577 ftMD. Pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13¾" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⅝" pada kedalaman 300-560 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 560-2577 ftMD. Pada sumur A3 ini diperoleh arah azimuth sebesar N219°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

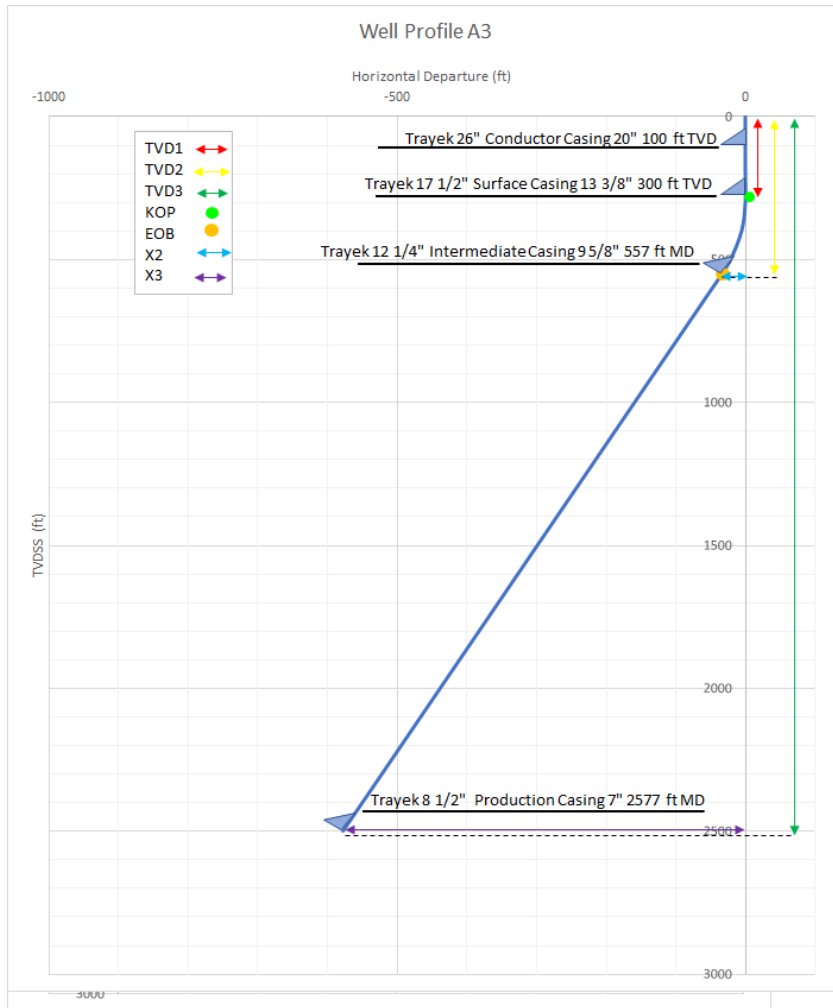


Figure 5. Well Profile A3

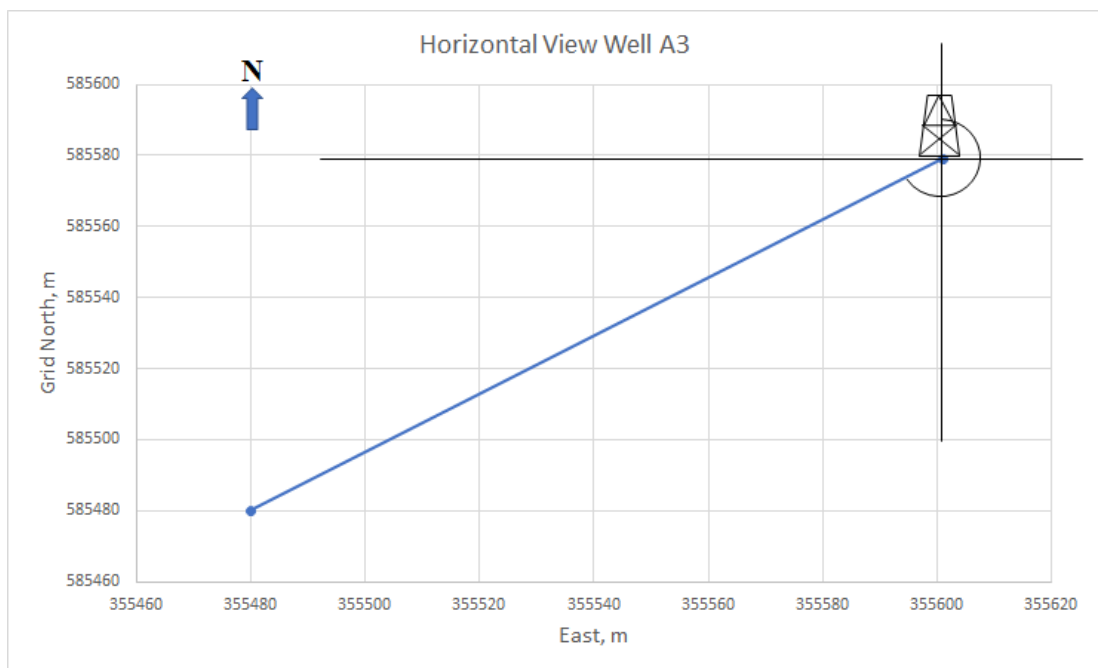


Figure 6. Horizontal View Well A3

Table 3
Parameter of Well Profile A3

Section	Trayek Pemboran	Bit Size	OD Casing	Panjang Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 –560 ftMD)	Intermediate Casing 300 – 560 ftMD	12¼"	9⅝"	560 ft	6° /100 ft	260	557	35	N219° E
Tangential 1 (557 – 2577 ftMD)	Production Casing 560– 2577 ftMD	8½"	7"	2577 ft	0°	2017	2500	512	N219° E

4. Profil sumur A4

Sumur A4 merupakan sumur *directional drilling J-Shaped* dengan kedalaman target 2500 ftTVD/2577 ftMD dengan KOP 300 ftTVD/MD. Pada perencanaan profil sumur A4 akan terdiri dari 3 section yaitu, vertical section pada kedalaman 0-300 ft, *build up section* pada kedalaman 300-560 ftMD, dan *Tangential section* pada kedalaman 560-2577 ftMD. Pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13¾" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⅝" pada kedalaman 300-560 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 560-2577 ftMD. Pada sumur A4 ini diperoleh arah azimuth sebesar N323°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

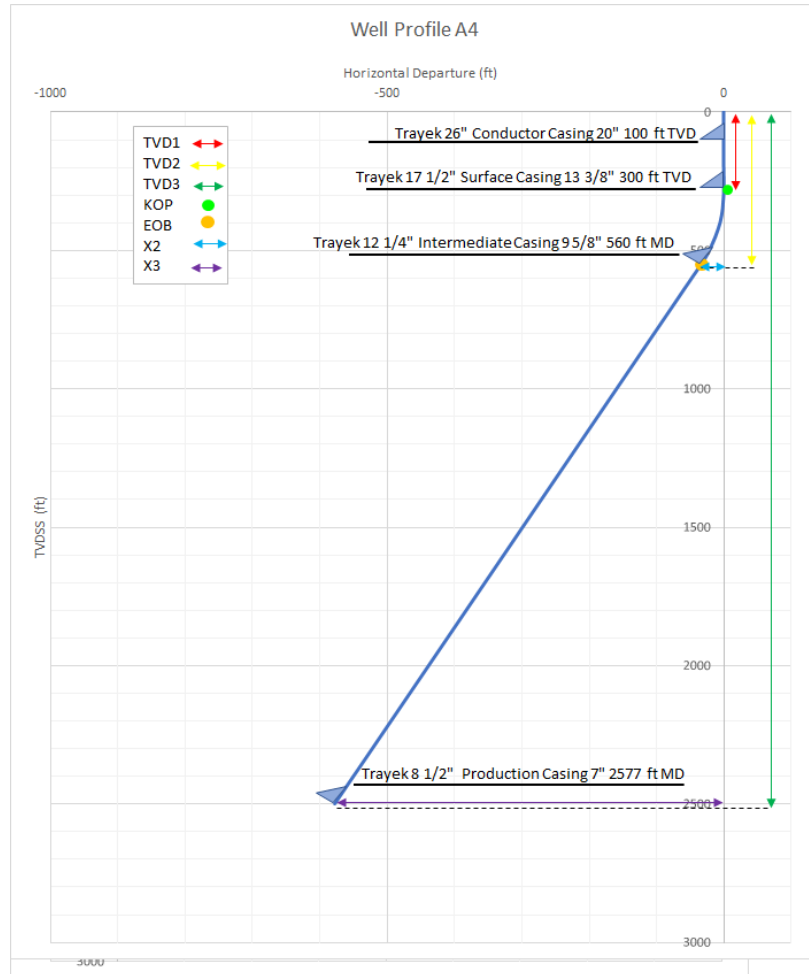


Figure 7. Well Profile A4

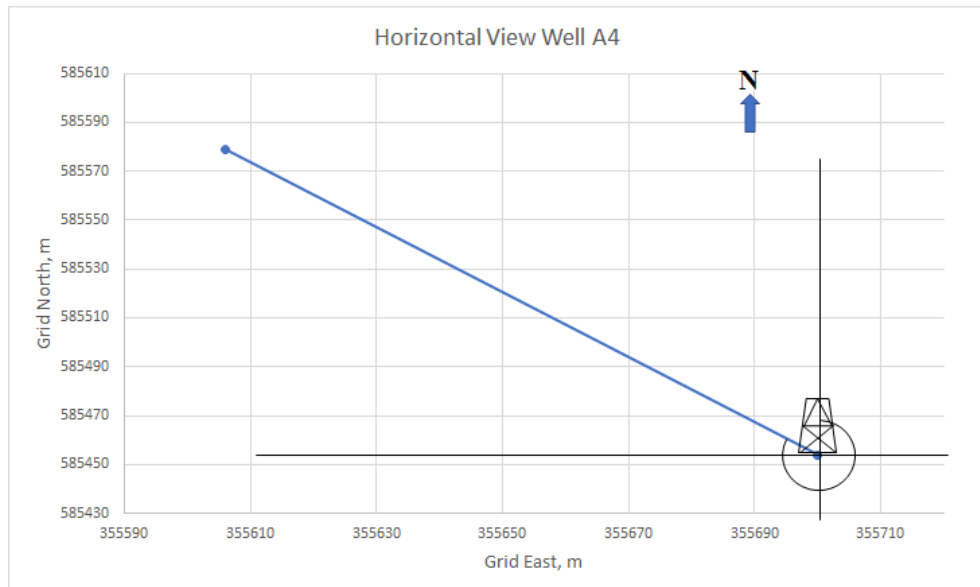


Figure 8. Horizontal View Well A4

Table 4
Parameter of Well Profile A4

Section	Trayek Pemboran	Bit Size	OD Casing	Panjang Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 560 ftMD)	Intermediate Casing 300 – 557 ftMD	12¼"	9⅝"	557 ft	6° /100 ft	260	557	35	N323° E
Tangential (557 – 2577 ftMD)	Production Casing 557– 2577 ftMD	8½"	7"	2577 ft	0°	2017	2500	512	N323° E

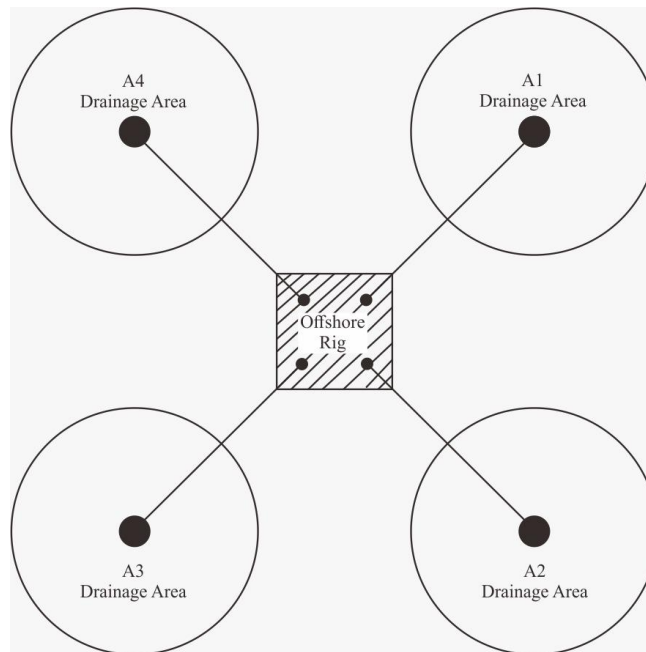


Fig. 9. Direction and Position Well in Platform

Perencanaan pemboran ini dilakukan dengan menggunakan system cluster dengan 4 arah yang berfungsi untuk dapat memperoleh daerah pengurasan yang maksimal seperti gambar 9, dimana masing-masing target pemboran dilakukan.

4.1.2. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan yang telah disajikan, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Perencanaan pemboran dilakukan dengan arah mata angin yang berbeda untuk memaksimalkan daerah pengurasan pada reservoir.
2. Sumur A1 pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13³/₈" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⁵/₈" pada kedalaman 300-560 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 560-2557 ftMD. Pada sumur A1 ini diperoleh arah azimuth sebesar N53°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.
3. Sumur A2 pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13³/₈" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⁵/₈" pada kedalaman 300-557 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 557-2575 ftMD. Pada sumur A2 ini diperoleh arah azimuth sebesar N162°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.
4. Sumur A3 pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20" pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13³/₈" pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⁵/₈" pada kedalaman 300-560 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7" pada kedalaman 560-2577 ftMD. Pada sumur A3 ini diperoleh arah azimuth sebesar N219°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

5. Sumur A4 pada vertical section terdiri dari 2 trayek pemboran, yaitu trayek *conductor casing* dengan memakai OD casing 20” pada kedalaman 0-100 ft & trayek *surface casing* dengan memakai OD casing 13³/₈” pada kedalaman 100-300 ft. Selanjutnya pada *build up section* terdiri dari 1 trayek yaitu trayek *intermediate casing* dengan memakai OD casing 9⁵/₈” pada kedalaman 300-557 ftMD. Dan *tangential section* yang memiliki 1 trayek yaitu trayek *production casing* dengan memakai OD casing 7” pada kedalaman 557-2577 ftMD. Pada sumur A4 ini diperoleh arah azimuth sebesar N323°E dengan besaran sudut inklinasi maksimum 31°.

4.2. Studi Kasus Beban Rangkaian

4.2.1. Skenario Profil Sumur dan Analisa Beban

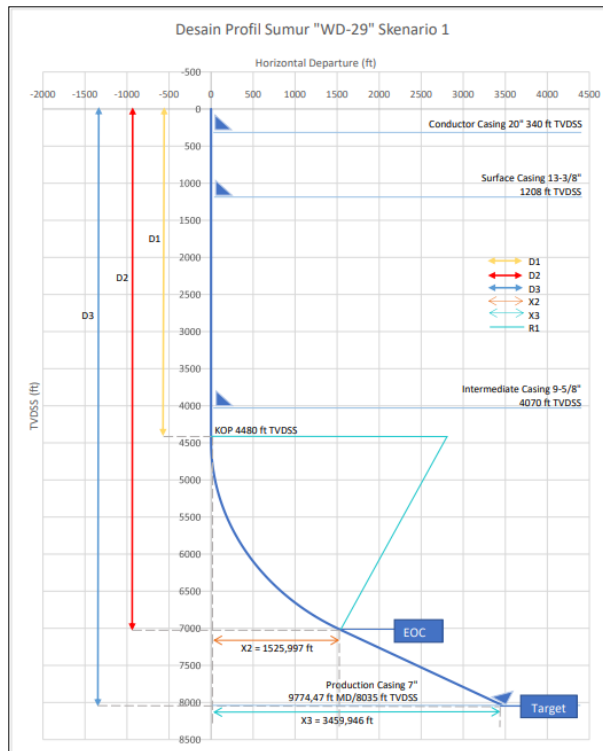
Profil Sumur Skenario 1

Perhitungan profil sumur skenario 1 dengan kedalaman TVDSS target (D3) sebesar 8035 ft dengan nilai KOP (D1) diletakan pada kedalaman 4,480 ft dengan nilai *horizontal departure* (X3) sebesar 3,459.95 ft dengan *build up rate* (BUR) dengan arah azimuth N359.87°E sebesar 0.02°/ft yang setiap 100ft mengalami *curve* sebesar 2° sampai dengan *end of curvature* di kedalaman 7,586.96 ft MD, setelah itu akan dipertahankan dengan maksimum inklinasi 62.14° sampai dengan target sehingga didapatkan kedalaman target terukur sedalam 9,774.47 ft MD. Lebih lengkap hasil disajikan pada **Tabel 6** dan **Gambar 5**

Tabel 5 : Analisa profil sumur WD-29 Skenario 1

Section	Parameter	Value
Vertical Section	Kick of Point (D1)	4,480 ft
	Horizontal Departure Target (X3)	3,459.95 ft
Build up Section	Build up Rate (BUR)	2/100ft
	Azimuth (α)	359.87
	Radius of Curvature (r1)	2,864.79 ft
	Inclination Maximum (β)	62.14 °
	TVD EOC (D2)	7,012.72 ft
	Horizontal Departure EOC (X2)	1,525.99 ft
	Measured depth EOC	7,586.96 ft
Tangent Section	Inclination of Tangent	62.14°
	TVD Target (D3)	8,035 ft
	Measured Depth Target	9,774.47 ft

Length of Tangent	2,187.52
-------------------	----------



Gambar 5 Profil Sumur WD-29 Skenario 1

Beban Total Drillstring pada scenario 1

Dalam menghitung Beban total dari drillstring diperlukan data tambahan untuk menunjang perhitungan sehingga menjadi lebih akurat, data tersebut disajikan pada **Tabel 6**.

Tabel 6: Data Drillstring scenario 1

Parameter	Value
Depth	9774.47ft MD/8035 ft TVDSS
α	62.14°
Radius of Curvature	2864.78
Length of Drillpipe	7586.95 ft
Weight of Drillpipe	191430.6 lb
Length of BHA	792 ft
Weigth BHA	52,000 lb
OD Drillpipe	5.5 inch
ID Drillpipe	4.778 inch
Nominal Weight Drillpipe	26.95 lb/ft
Tensile Strenght	704,310 lb

Torsional Strenght	79,780 lb-ft
--------------------	--------------

Hasil dari pembebanan total *drillstring* scenario 1, dimana harga beban *tension* total 248,282.28 lb masih dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih berada di bawah nilai *Margin of Overpull* (MOP) 244,744.04 lb dan *safety factor* 1.98 melebihi 1 sehingga aman. Untuk harga beban *drag* total 38,757.5 lb dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih di bawah nilai *Weight on Bit* (WOB) maksimal sebesar 50,550.7 lb dan *Margin of Overpull* (MOP) 244,744.04 lb. *Weight on bit* dapat diatur diatas beban *drag* total 38,757.5 lb dan dibawah beban *critical buckling* 45,296.4 lb agar pipa tidak tertekuk dan tidak terjepit. Sehingga pemboran dapat berlangsung dengan aman. Harga beban *torsion* total 33,809.2 lb-ft masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena dibawah nilai *torsional strength* API 79780 lb-ft. Lebih lanjut hasil disajikan papda **Tabel 7**.

Tabel 7 : Pembebanan Total Drillstring Skenario 1

Parameter	Hasil	Keterangan
<i>WOB in Inclined Hole</i>	50,550.7	
<i>Tensile Strength API (Pt)</i>	704,310	
<i>Max. Allowable Tension (Pa)</i>	493.017	
<i>Tension Total (P)</i>	248,282.28	Memenuhi
<i>Margin of Overpull</i>	244,744.7	
<i>Safety Design Factor</i>	1.98	
<i>Drag Total</i>	38,757.5	Memenuhi
<i>API Torsional Yield Strength</i>	79,780	
<i>Total Torsion (Qt)</i>	33,809.2	Memenuhi
<i>Critical Buckling Load</i>	45,296.4	

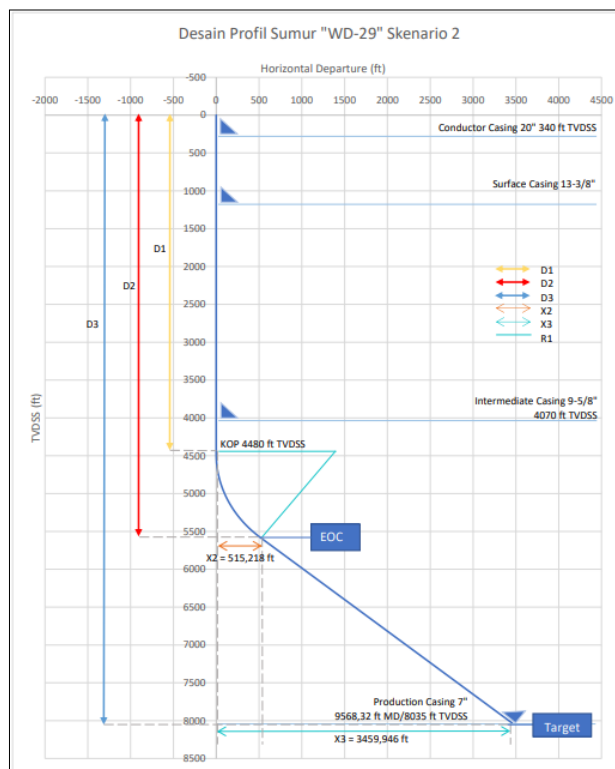
Profil Sumur Skenario 2

Perhitungan profil sumur skenario 2 dengan kedalaman TVDSS (D3) sebesar 8035 ft dengan nilai KOP (D1) diletakan pada kedalaman 4480 ft dengan nilai throw sebesar 3459.95 dengan BUR sebesar 0.04°/ft dan arah Azimuth N 359.87 E yang setiap 100ft mengalami *curve* sebesar 4° sampai dengan EOC di kedalaman 5734.63 ft (MD), setelah itu akan dipertahankan dengan inklinasi 50.19° sampai dengan target yang akan dituju

sehingga didapatkan kedalaman target sedalam 9568.32 ft (MD). Lebih lengkap hasil disajikan pada **Tabel 8** dan **Gambar 7**

Tabel 8: Analisa profil sumur WD-29 Skenario 2

Section	Parameter	Value
Vertical Section	Kick of Point (D1)	4,480 ft
	Horizontal Departure Target (X3)	3,459.95 ft
Build up Section	Build up Rate (BUR)	4/100ft
	Azimuth (α)	N 359.87° E
	Radius of Curvature (r1)	1,432.39 ft
	Inclination Maximum (β)	50.19°
	TVD EOC (D2)	5,580.25ft
	Horizontal Departure EOC (X2)	515.22 ft
Tangent Section	Measured depth EOC	5,734.63 ft
	Iclination of Tangent	50.19°
	TVD Target (D3)	8,035 ft
	Measured Depth Target	9,568.32 ft
	Lenght of Tangent	3,833.7 ft



Gambar 7 Profil Sumur WD-29 Skenario 2

Beban Total Drillstring pada scenario 2

Dalam menghitung Beban total dari drillstring diperlukan data tambahan untuk menunjang perhitungan sehingga menjadi lebih akurat, data tersebut disajikan pada **Tabel 9**.

Tabel 9 : Data Drillstring scenario 2

Parameter	Value
Depth	9568.33ft MD/8035 ft TVDSS
B	50.19°
<i>Radius of Curvature</i>	1432.39
Length of Drillpipe	8776.32 ft
Weight of Drillpipe	236521 lb
Lenght of BHA	792 ft
Weight of BHA	52,000 lb
OD Drillpipe	5.5 inch
ID Drillpipe	4.778 inch
Nominal Weight Drillpipe	26.95 lb/ft
Tensile Strenght	704,310 lb
Torsional Strenght	79,780 lb-ft

Hasil perhitungan pembebanan total *drillstring* scenario 2 , dimana harga beban *tension* total 243,591.8 lb masih dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih berada di bawah nilai *Margin of Overpull* (MOP) 249,434.52 lb dan *safety factor* 2.02 melebihi 1 sehingga aman. Untuk harga beban *drag* total 40,582.5 lb dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih di bawah nilai *Weight on Bit* (WOB) maksimal sebesar 55,134.01 lb dan *Margin of Overpull* (MOP) 249,434.52 lb. *Weight on bit* dapat diatur diatas beban *drag* total 40,582.5 lb dan dibawah beban *critical buckling* 42,413.2 lb agar pipa tidak tertekuk dan tidak terjepit. Sehingga pemboran dapat berlangsung dengan aman. harga beban *torsion* total 43,246.4 lb-ft masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena dibawah nilai *torsional strength* API 79780 lb-ft. Lebih lanjut data disajikan pada **Tabel 11**.

Tabel 11 : Pembebanan Total Drillstring Skenario 2

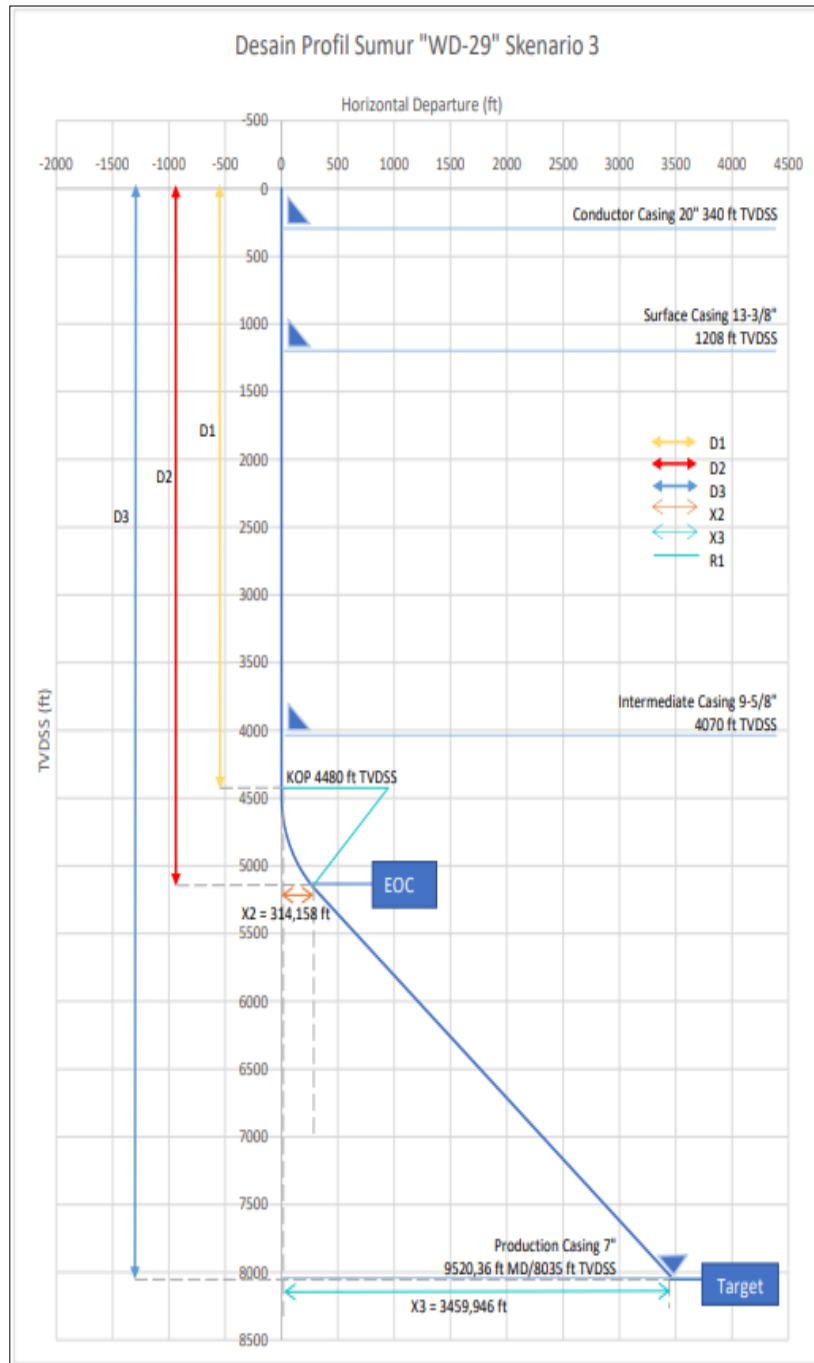
Parameter	Hasil	Keterangan
<i>WOB in Inclined Hole</i>	55,134.01 lb	
<i>Tensile Strength API (Pt)</i>	704,310 lb	
<i>Max. Allowable Tension (Pa)</i>	493,017 lb	
<i>Tension Total (P)</i>	243,591.8 lb	Memenuhi
<i>Margin of Overpull</i>	249,434.5 lb	
<i>Safety Design Factor</i>	2.02	
<i>Drag Total</i>	40,582.5 lb	Memenuhi
<i>API Torsional Yield Strength</i>	79,780 lb-ft	
<i>Torsion Total (Qt)</i>	43,246.4 lb-ft	Memenuhi
<i>Critical Buckling Load</i>	42,413.2 lb	

Profil Sumur Skenario 3

Perhitungan profil sumur skenario 3 dengan kedalaman TVDSS (D3) sebesar 8035 ft dengan nilai KOP (D1) diletakan pada kedalaman 4480 ft dengan nilai throw sebesar 3459.95 dengan BUR sebesar 0.06°/ft yang setiap 100ft mengalami *curve* sebesar 6° sampai dengan EOC di kedalaman 5277.58 ft (MD), setelah itu akan dipertahankan dengan inklinasi 50.19° sampai dengan target yang akan dituju sehingga didapatkan kedalaman target sedalam 9520.36 ft (MD). Lebih lengkap hasil disajikan pada **Tabel 12** dan **Gambar 8**

Tabel 12 : Analisa profil sumur WD-29 Skenario 3

Section	Parameter	Value
Vertical Section	Kick of Point (D1)	4,480 ft
	Horizontal Departure Target (X3)	3,459.95 ft
Build up Section	Build up Rate (BUR)	6/100 ft
	Azimuth (α)	N 359.87° E
	Radius of Curvature (r1)	954.93 ft
	Inclination maximum (β)	47.85°
	TVD EOC (D2)	5,188.03 ft
	Horizontal Departure EOC (X2)	314.16 ft
	Measured depth EOC	5,277.58 ft
Tangent Section	Inclination of Tangenr	47.85°
	TVD Target (D3)	8,035 ft
	Measured Depth Target	9,520.36 ft
	Lenght of Tangent	4242.8 ft



Gambar 8 Profil Sumur WD-29 Skenario 3

Beban Total Drillstring pada scenario 3

Dalam menghitung Beban total dari drillstring diperlukan data tambahan untuk menunjang perhitungan sehingga menjadi lebih akurat, data tersebut disajikan pada **Tabel 13**.

Tabel 13 : Data Drillstring scenario 3

Parameter	Value
Depth	9520.4 ft MD/8035 ft TVDSS
α	47.8°
<i>Radius of Curvature</i>	954.9
Lenght of Drillpipe	8728.363 ft
Weight of Drillpipe	235,229.4 lb
Length of BHA	792 ft
Weigth BHA	52,000 lb
OD Drillpipe	5.5 inch
ID Drillpipe	4.778 inch
Nominal Weight Drillpipe	26.95 lb/ft
Tensile Strenght	704,310 lb
Torsional Strenght	79,780 lb-ft

Hasil perhitungan pembebanan total *drillstring* scenario 3 , dimana harga beban *tension* total 242,500.5 lb masih dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih berada di bawah nilai *Margin of Overpull* (MOP) 250,525.8 lb dan *safety factor* 2.03 melebihi 1 sehingga aman. harga beban *torsion* total 44,767 lb-ft masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena dibawah nilai *torsional strength* API 79780 lb-ft. Untuk harga beban *drag* total 40,779.5 lb dinyatakan memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena masih di bawah nilai *Weight on Bit* (WOB) maskimal sebesar 55,134.01 lb dan *Margin of Overpull* (MOP) 250,525.8 lb. *Weight on bit* dapat diatur diatas beban *drag* total 40,779.5 lb dan dibawah beban *critical buckling* 41,670.3 lb. Namun hasil beban *drag* pada scenario ini sangat mendekati batas. Sehingga dalam pelaksanaanya kemungkinan besar dapat terjadi problem pemboran berupa pipa tertekuk atau pipa terjepit. Sehingga scenario ini tidak direkomendasikan untuk dilakukan pemboran. Lebih lanjut disajikan pada tabel 14.

Tabel 14: Pembebanan Total Drillstring Skenario 3

Parameter	Hasil	Keterangan
<i>WOB in Inclined Hole</i>	56,153.5	
<i>Tensile Strength API (Pt)</i>	704,310	
<i>Max. Allowable Tension (Pa)</i>	693,017	
<i>Tension (P)</i>	242,500.5	Memenuhi
<i>Margin of Overpull</i>	250,525.8	
<i>Safety Design Factor</i>	2.03	
<i>Drag Total</i>	40,779.5	Memenuhi
<i>API Torsional Yield Strength</i>	79,780	
<i>Torsion Total (Qt)</i>	44,767	Memenuhi
<i>Critical Buckling Load</i>	41,670.3	

4.2.2. Analisa Biaya Pemboran

Analisa pembiayaan dalam operasi pemboran merupakan hal yang sangat penting. Hal tersebut untuk mengetahui perkiraan biaya yang dikeluarkan saat operasi pemboran. Dalam pemboran ini, direncanakan dengan 3 skenario agar mengetahui perbedaan biaya dari pemboran yang direncanakan dan analisa resiko yang dihadapi. Analisa pembiayaan dan resiko ditampilkan pada tabel 15.

Tabel 15 : Analisa Cost per Foot dan Resiko

Scenario	depth	\$/ft	\$	Load Analysis				Remark
				tension	drag	torsion	buckling	
1	9774	552	5395248	√	√	√	√	Cost Expensive, Risk Minimum
2	9568	539	5157152	√	√	√	√	Cost Medium, Risk Medium
3	9520	535	5093200	√	√	√	√	Cost Cheaper, Risk Dangerous

Berdasarkan tabel 14, dapat dilihat bahwa perbedaan kedalaman dari lubang sumur mempengaruhi biaya operasi pemboran. Pada skenario 1, dengan MD paling dalam menghasilkan biaya yang sangat mahal, namun resiko pemboran sangat minim. Pada skenario 2, dengan MD medium, menghasilkan biaya yang tidak terlalu mahal dan resiko yang tidak terlalu berbahaya juga. Sedangkan pada skenario 3, dengan MD yang tidak terlalu berbeda jauh dengan skenario 2, dan selisih biaya yang sedikit pula. Namun menghasilkan resiko yang sangat tinggi, dan apabila pemboran dilaksanakan, kemungkinan pemboran akan mengalami problem-problem pemboran.

4.2.3. Hasil

Sumur WD-29 akan dibor berarah mencapai kedalaman 8035 ft TVDSS. Sumur “WD-29” terletak pada koordinat permukaan North : 9975054.47 m East : 587458.36 m menuju target marker 81-3 dengan koordinat subsurface North : 9976109.07 m East : 587456.1 m pada kedalaman 8035 TVDSS. Sumur “WD-29” memiliki KOP (Kick off Point) pada 4480 TVDSS. Perhitungan profil dibagi menjadi tiga section yaitu vertical section, build up section, dan tangent section. perhitungan diawali dengan menghitung proyeksi horizontal dari permukaan (surface) menuju target bawah permukaan (sub surface). Kemudian menghitung panjang radius of curvature, untuk mengetahui jari jari kelengkungan dari trajectory. Selanjutnya menghitung inklinasi maksimum, terdapat dua persamaan dalam menghitung inklinasi maksimum. Syarat pada persamaan tersebut yaitu membandingkan panjang proyeksi horizontal (X3) dengan radius of curvature (r1). Menghitung inklinasi maksimum untuk mengetahui pada sudut berapa maksimum pembuatan sudut dan pada sudut berapa pembentukan sudut dihentikan kemudian dilakukan hold pada tangent section. Kemudian menghitung titik end of build untuk mengetahui vertical depth yang ditempuh untuk mencapai titik end of build. Selanjutnya menghitung end of curvature untuk mengetahui jarak total measured depth yang ditempuh untuk mencapai titik akhir pembuatan sudut. Kemudian menghitung horizontal departure pada titik end of build. Pada akhirnya menghitung total kedalaman terukur (measured depth) untuk kedalaman tegak sejauh total true vertical depth.

Perhitungan profil sumur WD-29 pada scenario 1 pada vertical section menghasilkan kick of point di kedalaman 4,480 ft TVDSS dengan horizontal departure target (X3) 3,459.95 ft. Kemudian untuk build up section dengan menggunakan build up rate 4°/100ft menghasilkan radius of curvature (r1) 2864.79 ft, inklinasi maksimum (Θ) 62.14°, measured depth EOC 7,586.96 ft, true vertical depth EOC (X2) 7,012.72 ft, horizontal departure EOC 1,525.99 ft. Pada bagian Tangent Section sudut (Θ) dipertahankan pada 62.14°. menghasilkan TVD target (D3) 8,035 ft, panjang tangent 2187.52 ft, dan measured depth total target 9,774.47 ft. Pada scenario 2 pada vertical section menghasilkan kick of point di kedalaman 4,480 ft TVDSS dengan horizontal departure target (X3) 3,459.95 ft. Kemudian untuk build up section dengan menggunakan build up rate 6°/100ft menghasilkan radius of curvature (r1) 1,432.39 ft, inklinasi maksimum (Θ) 47.85°, measured depth EOC 5,734.63 ft, true vertical depth EOC (X2) 5,580.25ft, horizontal departure EOC 515.22 ft. Pada bagian Tangent Section sudut (Θ) dipertahankan pada 50.19°. menghasilkan TVD target (D3) 8,035 ft, panjang tangent

3833.7 ft, dan measured depth total target 9,568.3 ft. Sedang pada perhitungan scenario 3 pada vertical section menghasilkan kick of point di kedalaman 4,480 ft TVDSS dengan horizontal departure target (X3) 3,459.95 ft. Kemudian untuk build up section dengan menggunakan build up rate $6^\circ/100\text{ft}$ menghasilkan radius of curvature (r1) 954.9 ft, inklinasi maksimum (Θ) 47.85° , measured depth EOC 5277.58 ft, true vertical depth EOC (X2) 5,188.03 ft, horizontal departure EOC 314.16 ft. Pada bagian Tangent Section sudut (Θ) dipertahankan pada 47.85° . menghasilkan TVD target (D3) 8,035 ft, , panjang tangent 4,242.8 ft, dan measured depth total target 9,520.4 ft.

4.2.4. Pembahasan

Beban tension total pada kedalaman sebelum Target setiap skenario yaitu skenario 1 kedalaman 9774.47 ft MD, Skenario 2 kedalaman 9568.32 ft MD dan skenario 3 pada kedalaman 9520.36 ft MD. Perhitungan tension pada setiap kedalaman tersebut dilakukan tanpa melibatkan faktor kemiringan lubang. Nilai tension pada skenario 1 kedalaman 9774.47 ft MD yaitu 248272.96 lb, tension skenario 2 kedalaman 9568.32 MD yaitu 243582.5 lb, dan tension skenario 3 kedalaman 9520.36 ft MD yaitu 242491.2 lb. Setelah didapatkan harga tension, maka dengan melihat tensile yield strength API untuk drill pipe Grade S 135 size 5.5" sebesar 704310 lb maka dapat diperoleh harga Margin Of Overpull (MOP) dari rangkaian drill string tersebut dengan cara mengalikan besaran tensile yield strength dengan koefisien 0.7. Penggunaan konstanta 0.7 dikarenakan bahwa pipa yang dipakai dilapangan tidak selalu baru. Sehingga terdapat penurunan kekuatan pipa. Oleh karena itu, agar analisa menjadi semakin lebih aman maka menggunakan konstanta 0.7. untuk mendapatkan Max. Allowable Tension Load (Pa) dan mengurangkannya dengan harga tension yang didapat. Nilai margin of overpull (MOP) pada skenario 1 244,734.7 lb, skenario 2 249,425.2 lb, dan skenario 3 250,525.8 lb. sehingga didapatkan besaran harga safety factor (SF) untuk masing - masing skenario yaitu 1.98, 2.02, 2.03. Harga tension pada setiap skenario masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena harga tension setiap skenario masih dibawah harga setiap MOP dan $SF > 1$. Pertambahan build up rate menyebabkan berkurangnya beban tension yang di tanggung drillstring dikarenakan pertambahan build up rate menyebabkan jarak lintasan terukur semakin pendek sehingga mempengaruhi beban tension.

Nilai beban drag dihitung dengan membagi menjadi dua, yaitu section build up dan section tangent kemudian menjumlahkan hasil drag tersebut untuk mengetahui drag total pada setiap skenario. Perhitungan beban drag skenario 1 menghasilkan nilai beban drag

total 38,757.5 lb, skenario 2 menghasilkan nilai beban drag total 40582.5 lb, dan skenario 3 menghasilkan nilai beban drag total 40,779.5 lb. Dapat dilihat akibat perbedaan inklinasi yang terjadi akan didapatkan perubahan besaran beban drag. Semakin besar inklinasi yang terjadi pada lubang bor maka akan didapatkan harga beban drag yang semakin besar. Pada setiap skenario tersebut besaran harga drag masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan karena beban drag akan dibandingkan dengan WOB pada saat drill string diturunkan dan dibandingkan dengan MOP pada saat drill string dicabut. Namun pada skenario 3 nilai beban drag sangat mendekati nilai beban yang dipersyaratkan sehingga apabila dilakukan pemboran menggunakan skenario 3, beresiko akan mendapatkan masalah pemboran berupa pipa terjepit atau pipa tertekuk. Nilai beban drag total skenario 1 38,757.5 lb dibawah nilai WOB sebesar 50550.7 lb dan MOP sebesar 244,734.7 lb, nilai beban drag total skenario 2 40582.5 lb dibawah nilai WOB sebesar 55134.02 lb dan MOP sebesar 249,425.2 lb, dan nilai beban drag total skenario 3 40,779.5 lb dibawah nilai WOB sebesar 56153.52 lb dan MOP sebesar 250,525.8 lb. Pertambahan build up rate menyebabkan beban drag yang ditanggung oleh drillpipe semakin bertambah

Analisa beban torsion dilakukan untuk menghindari terjadinya puntiran pada drill string pada saat pelaksanaan pemboran, di mana harga torsion harus dibawah harga torsional yield strength API untuk drill pipe DP Grade S 135 H55 dengan harga torsional yield strength sebesar 79780 lb-ft. Perhitungan torsion total dengan persamaan tersebut dengan menjumlah perhitungan torsion build up dan torsion tangent. Nilai torsion total pada skenario 1 yaitu 33809.24 lb, Nilai torsion total pada skenario 2 yaitu 43246.38 lb, dan Nilai torsion total pada skenario 3 yaitu 44767.03 lb. masing - masing torsion tidak melebihi torsional yield strength sebesar 79,780 lb-ft sehingga pipa tidak terpuntir dan dinyatakan masih memenuhi batasan yang dipersyaratkan. Pertambahan build up rate menyebabkan beban torsion yang ditanggung oleh drillpipe semakin bertambah

Untuk menghindari tertekuknya drillstring pada saat dilakukan pemboran perlu di analisa nilai beban buckling. Nilai beban buckling pada skenario 1 sebesar 45,296.4 lb, nilai beban buckling pada skenario 2 sebesar 42,413.2 lb, dan nilai beban buckling pada skenario 3 sebesar 41,670.3 lb. Analisa beban buckling pada skenario 1 memenuhi syarat dikarenakan weight on bit maksimal 50550.7 lb sehingga dapat diatur diantara beban drag 38,757.5 lb dan beban buckling 45,296.4 lb. Sedang pada skenario 2 memenuhi syarat dikarenakan weight on bit maksimal 55134.02 sehingga dapat diatur diantara beban drag 40582.5 lb dan beban buckling 42,413.2 lb. Sehingga diharapkan tidak terjadi problem

pemboran pipa terjepit atau pipa tertekuk. Beban buckling pada skenario 3 telah memenuhi syarat, weight on bit dapat diatur diantara beban drag 40,779.5 lb dan beban buckling 41,670.3 lb. Untuk scenario 3 terlihat adanya resiko yang cukup besar pada rangkaian pipa bor dikarenakan WOB sangat mendekati nilai beban buckling sehingga kemungkinan besar berpotensi pipa akan tertekuk. Sehingga scenario 3 ini dianggap tidak aman untuk dilakukan operasi pemboran. Pertambahan build up rate menyebabkan beban critical buckling untuk drillpipe semakin berkurang.

Pada scenario 1, apabila estimasi cost per foot pada lepas pantai sebesar 552 \$/ft maka biaya pemboran skenario 1 dengan MD 9774 ft adalah sebesar 5,395,248 \$. Scenario 1 memiliki estimasi biaya pemboran yang paling mahal, namun pada scenario 1 resiko pemboran sangat minim. Sehingga pemboran scenario 1 dapat dilaksanakan dengan aman. Pada scenario 2, apabila estimasi cost per foot pada lepas pantai sebesar 539 \$/ft maka biaya pemboran skenario 2 dengan MD 9568 ft adalah sebesar 5,157,152 \$. Scenario 2 memiliki estimasi biaya pemboran yang tidak terlalu mahal dan resiko yang tidak terlalu berbahaya juga. Sehingga diperkirakan pemboran dapat berjalan dengan aman. Pada scenario 3, apabila estimasi cost per foot pada lepas pantai sebesar 535 \$/ft maka biaya pemboran skenario 3 dengan MD 9520 ft adalah sebesar 5,093,200 \$. Scenario 3 memiliki estimasi biaya pemboran yang murah, namun dengan resiko pemboran sangat tinggi. Sehingga diperkirakan pemboran tidak berjalan lancar dan akan muncul masalah-masalah pemboran. Selisih MD scenario 2 dan 3 tidak terlalu berbeda jauh, sehingga selisih biaya pemboran juga tidak terlalu berbeda jauh. Namun resiko pemborannya sangat tinggi sehingga pada scenario 3 ini perlu dipertimbangkan lagi apabila ingin digunakan.

Berdasarkan perhitungan profil sumur dan pembebanan pada drillstring dapat dipilih skenario yang terbaik yaitu skenario 2, dikarenakan mempunyai measured depth (MD) yang rendah, sehingga biaya pemboran akan lebih murah. Dari perhitungan cost per foot, dapat disimpulkan semakin panjang lintasan pemboran maka waktu yang diperlukan dalam pemboran akan bertambah mahal dikarenakan biaya operasi terutama untuk sewa rig semakin mahal, sehingga biaya pemboran menjadi lebih mahal. Dalam perhitungan pembebanan drillstring juga memenuhi batasan yang dipersyaratkan sehingga rencana pengeboran sumur WD-29 dapat terhindar dari masalah pemboran. Berbeda dengan Skenario 1 yang memiliki Measured depth yang panjang, sehingga memerlukan biaya pembran yang lebih mahal, sehingga tidak ekonomis untuk dilakukan operasi pemboran. Meskipun dalam perhitungan pembebanan drillstring pada scenario 1 ini sangat aman

dalam problem pemborandan pada scenario 3 memiliki measured depth yang paling rendah, namun selisih biaya yang besar dengan scenario 2 menjadikan scenario 3 tidak digunakan. Perhiumgan beban rangkaian yang tidak terlampau jauh dengan scenario 3, menjadikan Scenario tetap menjadi pilihan pada design directional drilling smur ini.

4.2.5. Kesimpulan

Skenario 2 merupakan scenario terbaik karena masih memiliki beban drillstring dengan safety factor yang aman dan MD yang rendah sehingga operasi pemboran akan lebih murah. Sesuai dengan perhitungan cost per foot semakin panjang lintasan pemboran maka waktu yang diperlukan dalam pemboran akan bertambah sehingga mempengaruhi biaya sewa rig sehingga biaya pemborannya semakin mahal. Pertambahan build up rate menyebabkan berkurangnya beban tension yang di tanggung drillstring dan beban drag yang ditanggung oleh drillpipe semakin bertambah serta beban torsion yang ditanggung semakin bertambah serta critical buckling pada drillpipe semakin berkurang.

4.3. Studi Kasus Hidrolika Sumur DD

4.3.1. Hasil

Hasil Penentuan ukuran dimensi motor yang digunakan pada setiap section ditunjukkan pada **Table 16**.

Table 16. Hasil Penentuan Ukuran Dimensi Motor

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Bit Size, in	12 ¼	8 ½
Ukuran motor (OD), in	9 5/8	6 ½
Panjang motor, ft	26,4	19,6

Hasil perhitungan RPM dan laju alir (optimum & Maksimum) yang digunakan pada setiap section dapat ditunjukkan pada **Table 17**.

Table 17. Hasil perhitungan RPM optimum operasi dan RPM maksimum

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Ukuran motor (OD), in	9 5/8	6 1/2
Motor whirl Frequency, Hz	17,5	10
Number of rotor lobes	5	4
Torque, ft.lbs	8600	6500
Max Torque, ft.lbs	10940	8235
RPM optimum operasi	210	150
RPM maksimum	300	210
Laju alir optimum	420	245
Laju alir maksimum	600	325

Hasil perhitungan daya pada motor setiap section dapat ditunjukkan pada **Table 17a**.

Table 17a. Hasil Perhitungan Daya Pada Motor (HP_{motor})

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Laju alir optimum, gpm	420	245
Δp motor, psi	250	250
HP motor, hp	61,26	35,74

Hasil perhitungan daya yang dihasilkan pada pompa di permukaan (HP_{pompa}) pada setiap section dapat ditunjukkan pada **Table 18**.

Table 18. Hasil Perhitungan HP_{pompa}

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
P_{min} , psi	701	1115
P_{pompa} , psi	1000	1500
Laju alir maksimum, gpm	600	325
H_{ppompa} , hp	301,05	187,72

Hasil penentuan nilai adjustable kick off (AKO) pada setiap section dapat ditunjukkan pada **Table 19**.

Table 19. Hasil Perhitungan Perencanaan Hidrolika Downhole Mud Motor

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
AKO, °	2,5	2,6

4.3.2. Pembahasan

Penentuan dimensi motor dilakukan berdasarkan ukuran lubang bor yang akan ditembus serta ukuran BHA yang akan digunakan. Semakin besar ukuran pahat akan semakin besar ukuran (OD) motor serta akan semakin panjang ukuran dari motor yang digunakan. Ukuran dimensi motor yang digunakan pada trayek 12 ¼" (build up section) sebesar 9 5/8" dengan panjang 26, 4 ft dan pada trayek 8 ½" (tangent section) sebesar 6 ½" dengan panjang 19,6 ft.

Perhitungan RPM, laju alir dan torsi yang digunakan didapatkan nilai RPM, laju alir dan torsi dibawah batas nilai maksimum yang di perbolehkan, sehingga motor dapat digunakan dengan optimal. Besarnya RPM optimum operasi akan mempengaruhi laju alir yang digunakan pada pompa, dimana semakin besar RPM optimum operasi akan semakin besar laju alir optimum yang akan digunakan Hasil perhitungan RPM optimum operasi dan RPM maksimum pada pada trayek 12 ¼" (build up section) didapatkan motor whirl frequency sebesar 17, 5 HZ dengan number of rotor lobes sebanyak 5, RPM optimum sebesar 210 RPM dengan RPM maksimum sebesar 300 RPM dan torsi yang dihasilkan sebesar 8600 lbs.ft dengan torsi maksimum sebesar 10940 lbs.ft. Pada trayek 8 ½" (tangent section) didapatkan motor whirl frequency sebesar 10 HZ dengan number of rotor lobes sebanyak 4, RPM optimum operasi didapatkan sebesar 150 RPM dengan RPM maksimum sebesar 210 RPM dan torsi yang dihasilkan sebesar 6500 lbs.ft dengan torsi maksimum sebesar 8235 lbs.ft. Hasil perhitungan laju alir optimum dan laju alir maksimum didapatkan nilai laju alir optimum pada trayek 12 ¼" (build up section) sebesar 420 gpm dengan laju alir maksimum sebesar 600 gpm dan pada trayek 8 ½" (tangent section) laju alir optimum sebesar 245 gpm dengan laju alir maskimum sebesar 350 gpm.

Daya motor (HP_{motor}) yang dihasilkan pada trayek 12 ¼" didapatkan pada kehilangan tekanan motor sebesar 250 psi dengan laju alir optimum sebesar 420 gpm sehingga didapatkan daya pada motor sebesar 61,26 hp. Pada trayek 8 ½" kehilangan tekanan pada motor sebesar 250 psi dengan laju alir optimum sebesar 245 gpm sehingga didapatkan daya pada motor sebesar 35,74 hp. Besarnya daya pompa di permukaan digunakan untuk menggerakkan motor hidrolik (DHMM) serta mensirkulasikan fluida untuk pembersihan cutting dipahat dan fungsi hidrolika yang optimum pada pengangkatan cutting di annulus. Berdasarkan hasil perhitungan daya pada pompa dipermukaan (HP_{pompa}) pada trayek 12 ¼" (build up section) didapatkan tekanan pompa minimum sebesar 701 psi, tekanan pompa optimum sebesar 1000 psi, daya yang dihasilkan sebesar

301,05 hp dan pada trayek 8 ½” (tangent section) tekanan pompa minimum didapatkan sebesar 1115 psi, tekanan pompa optimum sebesar 1500 psi, dan daya pada pompa sebesar 187,2 hp. Nilai dari adjustable kick off (AKO) digunakan untuk mengetahui besarnya sudut pembelokan yang digunakan pada motor dimana fungsi motor sebagai pemutar, pembelok, dan pencatat sudut pembelokan. Nilai adjustable kick off (AKO) pada trayek 12 ¼” (build up section) didapatkan sebesar 2,5° dan pada trayek 8 ½” (tangent section) sebesar 2,6°.

4.3.3. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan yang telah disajikan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Ukuran DHMM yang digunakan pada trayek 12 ¼” (build up section) berdiameter 9 5/8” dengan panjang 26,4 ft dan pada trayek 8 ½” (tangent section) sebesar 6 ½” dengan panjang 19,6 ft.
2. Untuk memberikan RPM optimum yang digunakan pada trayek 12 ¼” (build up section) motor whirl frequency yang didapatkan sebesar 17,5 HZ dengan number of rotor lobes sebanyak 5, RPM optimum sebesar 210 RPM dengan RPM maksimum sebesar 300 RPM, laju alir optimum sebesar 420 gpm dengan laju alir maksimum sebesar 600 gpm, torsi yang dihasilkan sebesar 8600 lbs.ft dengan torsi maksimum sebesar 10940 lbs.ft dan pada trayek 8 ½” (tangent section) motor whirl frequency sebesar 10 HZ, number of rotor lobes sebanyak 4, RPM optimum operasi sebesar 150 RPM dengan RPM maksimum sebesar 210 RPM, laju alir optimum sebesar 245 gpm dengan laju alir maksimum sebesar 350 gpm, torsi yang dihasilkan sebesar 6500 lbs.ft dengan torsi maksimum sebesar 8235 lbs.ft.
3. Daya motor (HP_{motor}) yang dihasilkan pada trayek 12 ¼” didapatkan Pinlet motor sebesar 666,78 psi, kehilangan tekanan pada motor sebesar 250 psi dengan laju alir optimum sebesar 420 gpm, sehingga didapatkan daya pada motor sebesar 61,26 hp dan pada trayek 8 ½” Pinlet motor sebesar 731,03, kehilangan tekanan pada motor sebesar 250 psi dengan laju alir optimum sebesar 245 gpm, sehingga didapatkan daya pada motor sebesar 35,74 hp.
4. Daya yang dihasilkan pompa dipermukaan (HP_{pompa}) pada trayek 12 ¼” (build up section) tekanan pompa minimum sebesar 701 sehingga tekanan pompa optimum yang digunakan sebesar 1000 psi, daya pada pompa sebesar 301,05 hp dan pada

trayek 8 ½” tekanan pompa minimum sebesar 1115 sehingga tekanan pompa optimum yang digunakan sebesar 1500 psi, daya pada pompa sebesar 187,2 hp.

5. Nilai adjustable kick off (AKO) pada trayek 12 ¼” (build up section) didapatkan sebesar 2,5° dan pada trayek 8 ½” (tangent section) sebesar 2,6°.

BAB V

PENGHARGAAN

Penulis ingin berterima kasih kepada

1. LPPM UPN Veteran Yogyakarta atas hibah penelitian dasar internal, dan Drilling Research Team Petroleum Engineering Departement.
2. Team Reseach Drilling, Laboratorium Studio dan Simulasi Pemboran
3. PT. PERTAMINA HULU KALIMANTAN TIMUR,
4. PT. PERTAMINA HULU ROKAN, LAPANGAN RANTAU.

DAFTAR PUSTAKA

Daftar Pustaka 1

1. Aarestad, T.V., "Effect of Steerable BHA on Drag and Torque in Wells," SPE 20929, 1990
2. Aarestad T.V., Blikra H., "Torque and Drag-Two Factors in Extended Reach Drilling," SPE 27491, 1994
3. Agbaji, A.L., "Optimizing the Planning, Design and Drilling of Extended Reach and Complex Wells", SPE 136091, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 1-4 November 2010, Abu Dhabi, UAE
4. Adam, N.J., 1980, "Well Control Problems And Solutions", Prentice and Records Enterprises. INC, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
5. Al-Ashhab et.al., 2004, "Well Integrity Management System", Zakum Development Company, Abu Dhabi.
6. Herianto, Topan (2017) *Analisa Well Integrity Pada Penyebab Terjadinya Kick dan Penanggulangannya Studi Kasus Sumur "TWG-001"*. In: Seminar Nasional Kebumihan XII Fakultas Teknologi Mineral UPN "Veteran" Yogyakarta, 14 September 2017, Yogyakarta.
7. Inglis, T.A. (1987). "Vol. 2 : Direcional Drilling". Kluwer academic Publisher
8. Group: Norwell, USA.
9. NORSOK Standard D-010, 2013, "Well Integrity in Drilling and Well Operations", Norwegian Oil and Gas Association.
10. Payne, M.L., and Hatch, A.J., "Critical Technologies for Success in Extended Reach Drilling", SPE No 28293, The 69th 5. Rabia, H., Well Engineering & Construction. Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September 1994, New Orleans, L.A., U.S.A
11. Mitchell Engineering . "Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook & Computer Programs," Mitchell Engineering, USA, July 1995.
12. Rabia, H. (2001). "Well Engineering and Construction". USA.
13. Robert D. Grace, 2003 "Blow Out and Well Control Handbook", Gulf Professional
14. Publishing, Paris.
15. Rubiandini, R.R.S., Lesmana, Dodi. "Modifikasi persamaan beban drag dan torsi

16. Osisanya O. Et.al. Advanced Drilling Engineering Lecture Material. Abuja-Nigeria: African University of Science and Technology. Exhibition, Denver. Colorado. 2009.
17. Halafawi, Mohamed and Avram, Lazar. Wellbore Trajectory Optimization for Horizontal Well: the plan versus reality. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Science. Feb 05, 2019. Volume 2. Issue 1. Pp 49-54
18. F. Mitchell, Robert. Drillstring Analysis with a Discrete Torque-Drag Model. Journal of SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam. 5-7 march 2013.
19. Eren, Tuna et al. Torque and Drag Applications in Horizontal Well. International Journal of Oil Gas and Coal Technology. Vol 16. No 3. 2017.
20. Haduch, G.A et al. Solution of Common Stuck Pipe Problem Through the Adaptation of Torque/Drag Calculation. IADC/SPE Drilling Conference. Texas. 15-18 February 1994.
21. Tianshou Ma. et al. Overview on Vertical and Directional Drilling Technologies for the Exploration and Exploitation of Deep Petroleum Resources. Springer International Publishing. Switzerland. 30 August 2016.
22. Carden,R. S. and Grace, R.D. Horizontal and Directional Drilling. Tulsa Oklahoma: PetroSkills LLc,. 2007.
23. A. Musa, Mugahid et al. Directional Drilling Design Using Computer Model. University of Khartoum Engineering Journal. Vol 7. Issue 1. pp 52-57. February 2017.
- 24.
25. Bourgoyne, A.T. Jr et al. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineer. Chapter 8. Pp 351-443 1986.
26. Adams, N.J. Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach. Penn-Well Publishing Tulsa. 1985.Chapter 10. Pp331-357, Chapter 15. Pp 488-534

27. Dawson, Rapier, Drillpipe Buckling in Inclined Holes. Journal of Petroleum Technology. SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans Sept 26-29 1982.
28. Mitchell, B. Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook. Oilwell Drilling. 10th Edition. 1974. Chapter 7. Pp 386-414
29. Rabia, H. Well Engineering and Construction, Entrac Consulting. 2002. Chapter 10. Pp 383-443.
30. A. Bahari. et.al, Drilling Cost Optimization in a Hydrocarbon Field by Combination of Comparative and Mathematical Methods. Petroleum Science. Volume 6. Pp 451-463. 2009.
31. O. Ogunrinde J, "Hydraulic Optimization For Efficient Hole Cleaning in Deviated and Horizontal Wells", proceedings at the 2012 SPE Nigerian Annual International Conferences and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 6-8 Agustus, 2012.
32. Olatunji Olayiwola "Optimizing Selection of Appropriate Downhole Motor Technology for Underbalanced and Directional Drilling Applications Using a Distance Based Approach.", proceedings Petroleum-Gas University of Ploiesti SPE Conference, May 2017.
33. Yudha, Prawira Atma dan Etiko Puspo Rini., "Size and Configuration of Mud Motor Drilling affects the Optimum Power Outputs". Engineering Solid Mechanics 93-102. 2017.
34. Mottahari, dkk, "Improve Drilling Efficiency Technique Using Integrated PDM and PDC Bit Parameters", presented at the Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 12 – 14 Juni, 2007.
35. Mottahari, dkk, "Method of Optimizing Motor and Bit Performance for Maximum ROP", Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference (The Petroleum Society's 59th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 17 – 19 Juni, 2008.
36. Nelik, L. dan Brennan, J., "Progressing Cavity Pumps and Mud Motors", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, Chapter 2, Pp 5-10, 2005.

37. Islam M, dkk “Drilling Engineering for Advance in Directional”, Gulf Proffesional Publishing, Chapter 3, Pp 179-316, 2021.
38. Bourgoyne, A.T. Jr. Applied Drilling Engineering First Printing Society of Petroleum Engineer, Chapter 4, Pp 113-183, 1986.
39. Coussot, P., Bertrand, F., & Herzhaft, B. Rheological Behavior of Drilling Muds , Characterization Using MRI Visualization. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 59(1), 23–29. 2004.
40. Saasen, A., & Løklingholm, G. The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning. In IADC / SPE 74558 Drilling Conference (pp. 1–5). Texas.2002.
41. Miguez, L., dkk. Hydraulic Study of Drilling Fluid Flow in Circular and Annular Tubes. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 5(4), 239–253, 2011.
42. William C. Maurer, “Downhole Drilling Motor Technical Review”, Hosuton, teksas, Chapter 3, 28-33, 1977.
43. Machperson dkk, “Measurement of Mud Motor Rotation Rates using Drilling Dynamics”, presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 27 February–1 March, 2001.
44. F., Wolfgang, Prassl., “Drilling Engineering”, Curtin University Of Technology., Curtin, Chapter 4, 57-84, 1997.
45. Rabia, Hussain., "Well Engineering & Constructions". Entrac Consulting: Australia, Chapter 7-8, 197-235, 2002.
46. Moore P.L., "Drilling Practices Manual", Penn Well Publishing Company, Second Edition, Tulsa-Oklahoma, Chapter 5 & 7, 108-176 & 247-290, 1986.
47. Adams, N.J. Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach. Penn-Well Publishing Company Tulsa, Oklahoma, Chapter 18, Pp 678-739, 1985.
- 48.** Baker Hughes, Navi-Drill™ Motor Handbook, 2020.



14

KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA

Jl. SWK 104 (lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283,
Telp. (0274) 486733, Fac. (0274) 486188, 486400

PERJANJIAN PELAKSANAAN PENELITIAN

Nomor : B / 41 /UN.62/PT/IV/2021

Pada hari ini, Kamis tanggal Dua Puluh Sembilan bulan April tahun Dua Ribu Dua Puluh Satu, kami yang bertanda tangan di bawah ini:

1. Yudi Utama, M.Pd	: Dalam hal ini bertindak untuk dan atas nama Pejabat Pembuat Komitmen berdasarkan Keputusan KPA UPN "Veteran" Yogyakarta Nomor : 56/UN62/KU.01/KPA/2021 tanggal 26 Januari 2021 yang selanjutnya dalam Surat Perjanjian ini disebut sebagai PIHAK PERTAMA
2. HERIANTO	: Dalam hal ini bertindak untuk dan atas nama Penanggungjawab/Ketua pelaksanaan Hibah Penelitian Dasar yang selanjutnya disebut PIHAK KEDUA

Dengan susunan Tim Sebagai berikut :

1. HERIANTO 2. P. SUBIATMONO	1. Ketua 2. Anggota
---	--------------------------------------

Berdasarkan Keputusan Kuasa Penggunaan Anggaran Nomor: 234/UN62/PT.00.02/KPA/2021 tanggal 16 April 2021, tentang Penerima Hibah Penelitian Dasar, Terapan, Kluster, Kelembagaan, Penelitian Dosen Pemula, dan Pengabdian Kepada Masyarakat tahun Anggaran 2021 LPPM Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta maka PIHAK PERTAMA dan PIHAK KEDUA secara bersama-sama bersepakat mengikatkan diri dalam suatu Perjanjian Hibah Penelitian 19 dengan syarat-syarat yang diatur dalam Pasal-Pasal sebagai berikut:

PASAL 1

- (1) PIHAK PERTAMA memberikan tugas kepada PIHAK KEDUA, dan PIHAK KEDUA menerima tugas tersebut sebagai penanggung jawab pelaksanaan hibah penelitian Dasar dengan judul:
"Studi Model Konstruksi dan Profil Sumur Directional di Lepas Pantai, Berdasarkan Beban Mekanis Rangkaian dan Konsep Well Integrity"
- (2) PIHAK KEDUA bertanggung jawab penuh atas pelaksanaan, administrasi dan keuangan atas pekerjaan Hibah penelitian Dasar

- (3) Pelaksanaan dukungan dana penelitian sebagaimana dimaksud ayat (1) sesuai Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (SP DIPA) – 023.17.2.677505/2021 tanggal 23 November 2020 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, MAK: 4471.QEI.001.052.A.521219/LIT.

PASAL 2

- (1) PIHAK PERTAMA memberikan Hibah penelitian Dasar sebesar Rp 35000000 (Tiga puluh lima juta Rupiah) yang dibebankan pada Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (SP DIPA) – 023.17.2.677505/2021 tanggal 23 November 2020 Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, MAK: 4471.QEI.001.052.A.521219/LIT.
- (2) PIHAK KEDUA wajib membayar pajak PPh 21, PPn, dan PPh 23 sesuai dengan peraturan perpajakan yang berlaku dan memberikan bukti bayar pajak kepada Bendahara Satker.
- (3) Hibah penelitian 19 disalurkan dalam 2 (dua) tahap pembayaran sesuai ketentuan yakni:
- Tahap pertama sebesar 70% dari jumlah hibah penelitian Dasar atau sebesar Rp 24500000 (19) yang disetujui setelah Surat Perjanjian ditandatangani kedua belah PIHAK dan PIHAK KEDUA mengumpulkan Surat Pernyataan Luaran Penelitian Dasar yang dijanjikan kepada LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
 - Tahap kedua sebesar 30% dari jumlah hibah penelitian Dasar atau sebesar Rp 10500000 (Sepuluh juta lima ratus ribu Rupiah) dibayarkan setelah PIHAK KEDUA menyerahkan kepada PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta:
 - Laporan kemajuan kegiatan 70%
 - Laporan Penggunaan keuangan 70% yang telah dilaksanakan beserta bukti-bukti pengeluaran.
 - Bukti telah dimuat atau submit Artikel Jurnal Internasional bereputasi, Artikel Prosiding, Buku ber-ISBN dan Hak Cipta, Konferensi Internasional dan Poster.
 - Laporan kemajuan dan laporan penggunaan dana dalam bentuk *soft copy* dikumpulkan ke PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta paling lambat tanggal 1 Juli 2021.
 - PIHAK KEDUA berkewajiban mengembalikan sisa dana yang tidak dibelanjakan ke kas negara dan menyampaikan fotocopy bukti pengembalian dana yang telah divalidasi oleh KPPN setempat kepada PIHAK PERTAMA.
- (4) Apabila terjadi sesuatu hal yang tidak diinginkan yang menyebabkan PIHAK KESATU tidak dapat memenuhi kewajibannya membayar/menyalurkan dana tahap kedua, maka besarnya dana untuk kegiatan penelitian ini adalah sebesar tahap pertama yang telah diterimakan.

PASAL 3

Hibah Penelitian Dasar sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) dibayarkan bagi Ketua Tim Peneliti sebagai berikut:

Nama : HERIANTO
NIDN : 0021065910
ID Shinta : 6023413
Nama Bank : Bank BNI 1946
Alamat bank : Jl. Persatuan No.1 Bulaksumur, Depok Sleman, Yogyakarta
NPWP Satker : 00.140.580.2-542-000

PASAL 4

- (1) Jadwal waktu program hibah penelitian Dasar terhitung mulai ditandatangani Surat Perjanjian ini dan berakhir pada tanggal 30 November 2021.
- (2) Pelaksanaan dan hasil penelitian akan dimonitor dan dievaluasi. Pelaksanaan monitoring dan evaluasi kegiatan penelitian akan dilaksanakan oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta dan dijadwalkan sebagai berikut:
 - a. Monitoring dan Evaluasi pertama 6 Juli 2021
 - b. Monitoring dan Evaluasi kedua 24 Agustus 2021
 - c. Monitoring dan Evaluasi ketiga 26 Oktober 2021
- (3) Seminar hasil Penelitian akan dilaksanakan pada tanggal 5-6 Oktober 2021.
- (4) Peneliti berkewajiban menyerahkan laporan hasil program penelitian Dasar dalam bentuk:
 - a. Laporan sementara sebanyak 1 eksemplar yang dijilid biasa (tipis) dan diserahkan pada waktu pelaksanaan monitoring dan evaluasi.
 - b. Laporan Akhir Hasil program penelitian 19 sebanyak 1 (satu) eksemplar yang dijilid menggunakan sampul keras (*hard cover*) dan *softcopy* dalam bentuk *Pdf*, ringkasan, Power point (3 slide, template website LPPM), dan mengisi borang 5, 6, 7. (template website LPPM).
 - c. Abstrak dan Naskah dari hasil program penelitian Dasar tersebut untuk dipublikasikan melalui majalah ilmiah berkala yang diterbitkan oleh LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta atau majalah ilmiah berkala di luar UPN "Veteran" Yogyakarta, dengan menyebutkan sumber pendanaannya.
 - d. CD dan *softcopy* dalam format *Pdf* yang memuat file Abstrak dan Naskah hasil program penelitian Dasar.
- (5) Penyerahan Laporan Akhir hasil program penelitian Dasar selambat-lambatnya tanggal 26 November 2021.
- (6) Laporan hasil program penelitian Dasar disusun menurut ketentuan yang telah dibakukan oleh Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat UPN "Veteran" Yogyakarta (Panduan Penelitian & Pengembangan).
- (7) PIHAK KEDUA harus menghasilkan luaran penelitian dalam bentuk; Bukti telah dimuat atau submit Artikel Jurnal Internasional bereputasi, Artikel Prosiding, Buku ber-ISBN dan Hak Cipta, Konferensi Internasional dan Poster.
- (8) Proses pengurusan ISBN publikasi dan HKI wajib dilakukan melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
- (9) Semua luaran penelitian menjadi milik UPN "Veteran" Yogyakarta, pemanfaatannya dipercayakan kepada LPPM dengan sepengetahuan peneliti.
- (10) Apabila sampai batas waktu ditetapkan untuk melaksanakan kegiatan penelitian Dasar ini, PIHAK KEDUA tidak menyerahkan laporan akhir, laporan keuangan beserta bukti pengeluaran yang syah serta bukti luaran penelitian maka PIHAK KEDUA dikenakan denda sebesar 1/1000 (satu per mil) setiap hari sampai dengan setinggi-tingginya 5% (lima persen) dari nilai surat perjanjian ini, terhitung dari batas waktu pengumpulan laporan akhir

sampai dengan berakhirnya pembayaran bantuan dana penelitian oleh PIHAK PERTAMA, serta PIHAK KEDUA akan dikenai sanksi akademik sesuai aturan yang berlaku.

- (11) Apabila dikemudian hari terbukti bahwa judul-judul program penelitian Dasar dijumpai adanya indikasi duplikasi dengan program penelitian Dasar lain dan/atau diperoleh indikasi ketidakjujuran/iktikad kurang baik yang tidak sesuai dengan kaidah ilmiah, maka PIHAK PERTAMA melalui LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta menyatakan bantuan biaya program penelitian 19 tersebut batal dan PIHAK KEDUA wajib mengembalikan bantuan dana penelitian kepada Negara.

Yogyakarta, 29 April 2021

PIHAK PERTAMA



Yudi Utama, M.Pd
NIP. 19620610 198601 1 001

PIHAK KEDUA
N A M A

1. HERIANTO
2. P. SUBIATMONO

TANDA TANGAN



Tembusan Yth:

1. Rektor (sebagai laporan)
2. Para Wakil Rektor
3. Para Dekan
4. Para Kajur

Di lingkungan UPN "Veteran" Yogyakarta

Ketua : Dr. Ir. Drs. Herianto, MT

SISTER
Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

Beranda / Tridharma / Publikasi

Selamat datang, **HERIANTO**
Dosen - Program Studi S1 Teknik Perminyakan

Publikasi Karya

[Tambah](#) [Import Publikasi dari SINTA](#)

No.	Judul	Kategori Kegiatan	Jenis Publikasi	Quartile	Tanggal Terbit	Asal Data	Rubrik BKD	Aksi
1	TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS	Hasil penelitian/pemikiran yang dipublikasikan dalam bentuk buku referensi	Buku referensi		18 Agustus 2021	SISTER	Sesuai dengan PO BKD 2021	
2	Pemodelan Numerik Laju Pembentukan Calcite Scalling Menggunakan Software CMG-STARs pada Sumur Panas Bumi	Mengedit/menyunting karya ilmiah yang Diterbitkan dan diedarkan secara nasional (Ber-ISBN)	Buku referensi		22 Januari 2020	SISTER	Sesuai dengan PO BKD 2021	
3	Pengaruh Terbentuknya Sedimen Silika Pada Penurunan Laju Produksi Sumur Panas Bumi	Mengedit/menyunting karya ilmiah yang Diterbitkan dan diedarkan secara nasional (Ber-ISBN)	Buku referensi		22 Januari 2020	SISTER	Sesuai dengan PO BKD 2021	
4	Langkah Kerja Pemodelan Numerik	Mengedit/menyunting karya ilmiah yang	Buku referensi		22 Januari 2020	SISTER	Sesuai dengan PO	

sinta Author

Author ID: 6023413 (verified)

Full Name: **HERIANTO**

Author Subject: Teknik Perminyakan

Title: Dr Ir MT

Affiliation: UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL VETERAN YOGYAKARTA

Books

Page: 1 of 1 pages / Total record: 1 records / Showing 5 records per page

Book	Action
ISBN : 978623539454 Teori dan aplikasi pemboran berarah pada sumur minyak dan gas Authors : Herianto dan P. Subiatmono Publisher : LPPM UPN Veteran Yogyakarta. Year : 2021 Page : 0	



KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN” YOGYAKARTA
LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT

Gedung Rektorat Lt IV Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283
Telp (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400 Email:lppm@upnvk.ac.id,
litbang.upnyk@yahoo.com


SURAT KETERANGAN
HIBAH INTERNAL 2021

Bersama surat ini, kami atas nama Penerbit LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta menerangkan bahwa:

Judul Buku : Teori Dan Aplikasi Pemboran Berarah Pada Sumur Minyak Dan Gas
Penulis : Herianto, P.Subiatmono

Telah melakukan pengurusan ISBN dan Hak Cipta atas nama tersebut di atas sebagai syarat untuk memenuhi luaran penelitian/pengabdian.

Mengetahui,


Prayudi, SIP, MA, Ph.D



KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN” YOGYAKARTA
LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT

Gedung Rektorat Lt IV Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283
Telp (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400 Email:lppm@upnvk.ac.id,
litbang.upnyk@yahoo.com

SURAT KETERANGAN SERAH KARYA CETAK

Bersama surat ini, kami atas nama Penerbit LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta menerangkan bahwa:

Judul Buku : Teori dan aplikasi pemboran berarah pada sumur minyak dan gas
Penulis : Herianto dan P.Subiatmono

Telah diterbitkan oleh Penerbit LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta dan yang bersangkutan telah menyerahkan 4 (empat) buah buku untuk dikirimkan ke Perpustakaan Nasional RI dan diarsip oleh LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta.

Demikian surat keterangan ini dibuat sebagai syarat kelengkapan serah terima laporan akhir penelitian.

Mengetahui,

Penerbit



Prayudi, SIP, MA, Ph.D



LPPM
UPN "Veteran" Yogyakarta
Press



TEORI DAN APLIKASI PEMBORAN BERARAH PADA SUMUR MINYAK DAN GAS

Herianto, PhD
P. Subiatmono, MT

Optimization Rate of Penetration in Directional Drilling With Adjustable Bit Rotating and Hydraulic Hole Cleaning

¹Herianto, PhD

¹Assoc. Prof. Petroleum Engineering Dept, UPN Veteran Yogyakarta, Yogyakarta 55283, Indonesia
herianto_upn_ina@yahoo.com

ABSTRACT

Some directional well drilling has a penetration rate that is not optimal due to several things, including RPM and poor hole cleaning. RPM settings in directional drilling for build up and tangential sections are controlled by hydraulics on the downhole mud motor by adjusting flow rate and nozzle size in the hydraulic motor. The amount of mud that enters the nozzle inside the motor will provide optimum RPM. The amount of ROP is influenced by the pump rate and the power on the motor. To control good cleaning of the hole in the bit to clean the cutting at the bottom of the drill hole the BHHP/HHP value is at least 48%. Hole cleaning is based on turbulent flow properties, cutting concentration, cutting transport ratio, and particle bed index. The hole cleaning parameters in the annulus must consider the flow pattern that occurs and the parameters of good cutting. In this research, it will be studied in an integrated manner to regulate the pump rate and pressure by providing sufficient RPM in the downhole mud motor and cleaning the cutting at the bottom of the hole to prevent from occurring bit balling and regrinding from occurring.

Keywords: Directional drilling, Drilling optimization, Adjustable RPM, Hole cleaning.

1 Introduction

One of the biggest challenges in high inclination/horizontal wells is the problem of hole cleaning during drilling, where a high circulation rate in horizontal wells is essential to ensure optimal hole cleaning, a model developed to ensure proper hole cleaning at critical hole corners and horizontal wells and determine the optimal flow rate and penetration rate (ROP) that will ensure the success of drilling, the result is that the penetration rate increases because the cutting concentration in the annulus is reduced thereby optimizing drilling [1].

Choosing the right downhole technology requires a detailed performance analysis. Parameters such as cost, temperature limits, drilling fluid type, bit considerations, size, power, speed and torque. these parameters help achieve optimized drilling operations under economic conditions effectively and efficiently with a deterministic based approach model that has been developed to compare and rank the three selected downhole motor options (positive displacement, turbine and electric motor) available for directional drilling [2].

In drilling operations, it is necessary to plan for downhole mud motors, such as determining pump pressure, pump flow rate, motor inlet pressure and motor power. Downhole mud motors (DHMM) are used to complete drilling operations by converting hydraulic fluid power into mechanical mechanical rotating power to the drill bit. Analyzing cross-sectional configuration of the power (rotor and stator) that affects torque, power and angular velocity output on the mud motor as well as

entering motor dimensions as variables that can also affect motor performance, where the inlet pressure affects the motor power and the pump flow rate affects the RPM [3].

Motorized downhole drilling operations are restricted by means of motor properties and operational parameters such that WOB and RPM cannot be selected arbitrarily as they can in ordinary drilling operations. The version used is to combine motor performance data with the ROP model in order that it could be expected the optimal weight in bits (WOB) required to attain most ROP within the part of the hole to be drilled. A suitable motor can be selected in keeping with the predefined bits and lithological properties of the future part. The optimal WOB constant for a appropriate motor also can be determined to gain the maximum average ROP. The final choice of the motor can be stricken by the pressure loss in the transmission section of the motor as well as the most advocated differential pressure of the motor [4].

Parameters affecting drilling pace can be described as offering actual-time information to hurry up knowledgeable decision making. In any rotary drilling look at it will likely be simpler to divide the elements that have an effect on ROP are WOB, RPM, FR and MW. determining ROP is one of the maximum admired parameters inside the drilling enterprise. that is because of the fact that it lets in for optimization of drilling parameters to lessen drilling expenses and increase drilling manner protection [5].

Hydraulics is important in the optimization of drilling operations because it saves time and costs. Rate of Penetration is optimum if the hydraulics on the motor can provide optimum RPM. In principle, the rate of penetration really depends on the optimization of hydraulic parameters both in the bit and in the annulus, and WOB, as well as RPM [6].

David A et al in their research on the optimization of bit hydraulics using impact pressure explained that bit hydraulic horse power, impact force and nozzle velocity are criteria for optimizing bit hydraulics and comparison with differential pressure produces a quantity that better describes the role of bit hydraulics in drilling operations where the method used is based on the maximum pressure generated by the bit [7].

To decide the character of the drilling fluid and the most desirable drift rate to have time and flow constraints on a high and horizontal well through the use of an empirical method that relates the homes of the drilling fluid, flow rate, slicing and the time required to flow into the bottom of the borehole fluid. In his research the author explains that hole cleansing is one of the primary functions of any drilling fluid. Cuts because of bit grinding, plus the presence of caving or sloughing must be without delay lifted to the surface with the aid of the drilling mud. Failure to obtain hole cleansing which can lead to extreme issues, which includes pipe pinching, excessive torque and powerful pulling, loss circulation, high dust costs, and gradual drilling charges [8].

In hydraulics optimization, mud is an important in drilling operations, especially in process of hole cleaning at the bottom of the well and lifting cuttings to the surface, where in analyzing cutting lifts we focus on several parameters and simplify existing complications. Several factors that affect the removal of cuttings in the well include: (1) fluid velocity in the annulus as a function of the area of the annulus (2); given pumping rate; (3) the capacity to hold fluids which is a function of the rheology of the drilling mud (mud density, laminar/turbulent flow, viscosity); (4) the rate of penetration carried out; (5) drilling pipe rotational speed (rpm); and (6) cutting particle size [9,10].

In this study, development was carried out by evaluating the hydraulics on the downhole mud motor, bit and annulus on the 12 inch route (build up section) and 8 inch route (Tangent Section) in order to determine the hydraulic parameters to be optimized so as to obtain the penetration rate. and optimizes the borehole bottom cleaning effect.

2 Material and Methods

2.1 Material

The data needed in the hydraulics optimization of the “DDR-07” Well includes well geometry hole data, drill string data, and mud & well pump data.

2.1.1 Hole Geometry Data & Well Profile

The hole geometry data in the “DDR-07” well is divided into 3 sections, namely the vertical section (Conductor Casing & Surface Casing), Build Up Section (Intermediate Casing), and Tangent Section (Production casing), as shown in Table 1.

Table 1. Hole Geometry and Well Profile Data

Parameter	Vertical Section		Build Up Section	Tangent Section
	Conductor Casing	Surface Casing	Intermediate Casing	Production Casing
Bit Size, in	26	17 ½	12 ¼	8 ½
Casing Size, in	20	13 3/8	9 5/8	7
Length Casing, ft	100 MD	426,3 MD	981,03 MD/ 967,35 TVD	2983,6 MD/ 2821,66 TVD
Sudut Inklinasi, °	0	0	26,13	26,13
BUR, °/100 ftt	0	0	4	0

The profile of the “DDR-07” well can be seen in Figure 1.

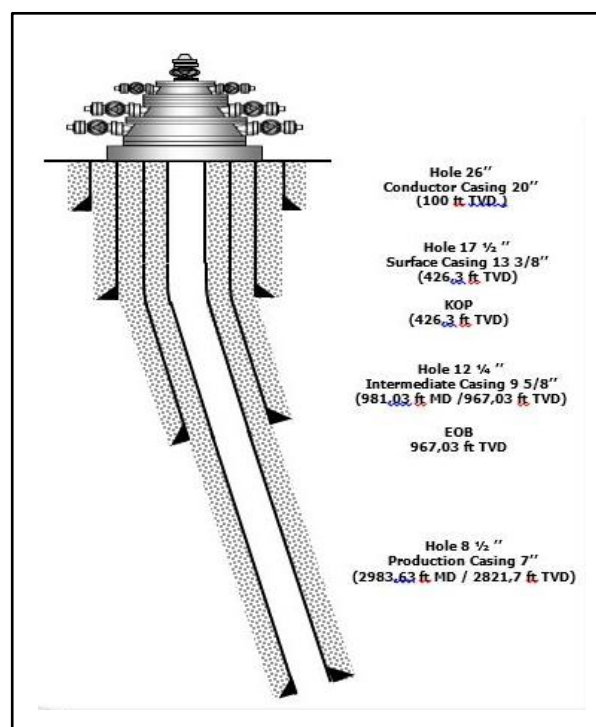


Figure 1. Well Profile “DDR-07”

2.1.2 Drill String Data

The drill hole condition data consists of hole diameter, depth, length, and drill string size data (Drill Pipe, Drill Collar, HWDP, and Downhole Mud Motor) for drilling each section used as shown in Table 2.

Table 2. Drill String Data Well “DDR-07”

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Hole Size	12 ¼ inch	8 ½ inch
Target Depth	981,03 ft MD/ 967,35 ft TVD	2983,63 ft MD/ 2821,66 ft TVD
Total Length Drillpipe	603,07 ft	2114,2 ft
OD Drillpipe	5 ½ inch	4 ½ inch
ID Drillpipe	4.76 inch	3,64 inch

Table 3 as data on the arrangement of the BHA circuit on the 12 ¼” trajectory (Build Up Section).

Table 3. BHA Data 12 ¼” Trajectory (Build Up Section)

No	Tools	OD (in)	ID (in)	Length (ft)
1	6 ½” HWDP x 7	6,5	3	214,85
2	Crossover Sub	8	3	2,2
3	8” Drill Collar x 1	8	3	30,3
4	Jar	8	3	22,9
5	8” Drill Collar x 2	8	3	60,6
6	Float Sub w/ Non Ported Float Valve	8	3,25	2,5
7	Filter Sub	8,25	3	6,6
8	Crossover Sub	9,5	3	3
9	Stop Sub	9,5	3	3
10	9 ¾” Downhole Mud Motor	9,612	-	26,4
11	14 ¾” Stabilizer	8,25	2,97	4,50
12	12¼” PDC Bit	-	-	1,08
Total length BHA				377,93
Total BHA Air Weight (lbs)				42.781
Total BHA Weight in Mud (below & upper jar) (lbs)				36.164
BHA Weight Below Jars (lbs) WOB				28.697

Table 4 as data on the arrangement of the BHA circuit on the 8 ½” trajectory (Tangent Section).

Table 4. BHA Data 8 ½” Trajectory (Tangent Section)

No	Tools	OD (in)	ID (in)	Length (ft)
1	5 ½” HWDP x 17	5,5	2,75	521
2	6½” Jar	6,5	2,75	19,35
3	5 ½” HWDP x 4	5	3	122,76
4	6” Drill Collar x 3	6	2,81	89,4
5	8½” DLR413	6,63	3	6,7
6	6” Drill Collar x 2	6	2,81	59,6
7	Filter Sub	6,5	3	5,67
8	Stop Sub	7	2,25	2,5
9	8¾” Mod Stabilizer	7	2,25	4,16
10	Stop Sub	7	2,25	2,5
11	8¼” String Stabilizer x 3	6,75	2,81	12,6
12	Float Sub w/ Non Ported Float Valve	6,5	3	1,86
13	Downhole Mud Motor	6,5	-	19,6
14	8½” PDC Bit	-	-	1,08

Total length BHA	868,78
Total BHA Air Weight (lbs)	67.893
Total BHA Weight in Mud (below & upper jar) (lbs)	61.562
BHA Weight Below Jars (lbs) WOB	32.764

2.1.3 Mud & Well Pump Data

The drilling mud pump used is a triplex pump with the RS-F800 type "Rongsheng Machinery Manufacture" with an efficiency of 90%. The number of pumps provided is 3 pumps with 1 pump used for spare in case of a problem. The pump specifications used are listed in Table 5.

Table 5. Mud & Well Pump Data "DDR-07"

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Hole	12 ¼	8 ½
Pump Type	Triplex	Triplex
Number of units	2 (seri)	2 (seri)
Flowrate, gpm	600	325
Efficiency, %	90	90
ROP, ft/hr	17,09	18,82
Mud denisty, ppg	10,6	11
PV, cp	22	31
YP, lbf/ 100ft ²	40	34
Cutting denisty, ppg	14,6	17,3
Cutting diameter, in	0,23	0,16

2.2 Methods

2.2.1 Adjustable Bit Rotating

The optimization of hydraulics on the downhole mud motor aims to obtain the optimum flow rate on the motor so that the pump flow rate will be obtained, then to determine the power (HP) generated by the motor by calculating the pressure entering the motor (P_{inlet}) so that the optimum RPM value is obtained. will be used. Determination of the size of the motor diameter and the optimum flow rate can be determined based on the integration of the downhole mud motor size specifications used [11]. The specifications for the size of the downhole mud motor are shown in Table 6.

Table 6. Dynadrill Characteristic Opertation [11]

OD (in)	Length (ft)	Flow Rate (gpm)	Pressure Drop (psi)	Avaliable Torque (ft/lbs)	Power Output (hp)	Rotary Speed (RPM)
9 5/8	26.4	600	250	1080	72	350
7 ¾	21	400	250	700	41	310
6 ½	19.6	325	250	467	36	410
5	19.7	225	250	283	25	460
3 ¾	17.6	130	170	127	10	420
2 3/8	9.7	25	595	24	4	875
1 ¾	7.9	20	425	16	2	800

Calculation of the inlet pressure on the motor can be calculated using the following equation:

$$P_{inlet} = P - \Delta P \quad (1)$$

The calculation of the inlet pressure at the motor starts with calculating the quantity of pressure loss alongside the circulation system (surface connection, inside pipe, downhole mud motor, bit and annulus). The total pressure loss in the circulation system is generally state in terms the equivalent length of discharge string, stand pipe, rotary house, and kelly. Table 7 and Table confirmed the sort of surface equipment used in drilling operations and regular value of pressure loss on surface.

Table 7. Surface Connection Type [12]

Surface eq. Type	Stand Pipe		Rotary House		Swivel		Kelly	
	Length (ft)	ID (in)	Length (ft)	ID (in)	Length (ft)	ID (in)	Length (ft)	ID (in)
1	40	3	40	2	4	2	40	2.25
2	40	3.5	55	2.5	5	2.5	40	3.25
3	45	4	55	3	5	2.5	40	3.25
4	45	4	55	3	6	3	40	4

Table 8. Price of Constant E by Surface Connection Type [12]

Surface eq. Type	Value of E	
	Imperial units	Metric units
1	2.5×10^{-4}	8.8×10^{-6}
2	9.6×10^{-5}	3.3×10^{-6}
3	5.3×10^{-5}	1.3×10^{-6}
4	4.2×10^{-5}	1.4×10^{-6}

Pressure loss at the surface connection can be calculated by equation [12]:

$$P_{SC} = C \rho^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} \quad (2)$$

The calculation of pressure loss both in the pipe and in the annulus begins with calculating flow velocity and critical flow velocity both in pipe and in annulus to determine type of flow that occurs.

The average velocity of drilling mud flow in pipe with equation [13]:

$$V = \frac{Q}{2.45 d^2} \quad (3)$$

Calculation of critical velocity power law fluid can be calculated by the equation [13]:

$$V_c = \left[\frac{5.82 \cdot (10^4) K}{\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\left(\frac{1.6}{d} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (4)$$

Turbulent flow is a condition if $V > V_c$, and laminar flow is a condition if $V < V_c$. For laminar flow, the magnitude of the pressure loss can be found by the equation according to [13]:

$$\Delta P_{ds} = \left[\left(\frac{1.6 V}{D} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^n \frac{K L}{300 d} \quad (5)$$

And for turbulent flow:

$$\Delta P_{ds} = \frac{2.27 (10^{-7}) \rho_m^{0.8} V^{1.8} P V^{0.2} L}{d^{1.2}} \quad (6)$$

The pressure loss on the downhole mud motor (ΔP_{motor}) can be determined based on the size specifications of the downhole mud motor used [11]. The downhole mud motor size specifications are shown in Table 9.

Table 9. Dynadrill Characteristic Operation [11]

OD (in)	Length (ft)	Flow Rate (gpm)	Pressure Drop (psi)	Available Torque (ft/lbs)	Power Output (hp)	Rotary Speed (RPM)
9 5/8	26.4	600	250	1080	72	350
7 3/4	21	400	250	700	41	310
6 1/2	19.6	325	250	467	36	410
5	19.7	225	250	283	25	460
3 3/4	17.6	130	170	127	10	420
2 3/8	9.7	25	595	24	4	875
1 3/4	7.9	20	425	16	2	800

The calculation of the flow rate on the motor can be determined based on the integration of the motor specifications as shown in Table 9. To get the optimum flow rate on the motor, the flow rate on the pump is adjusted to the flow rate on the motor.

Calculation of power (HP) on the motor can be calculated using the equation [13]:

$$HP = \frac{\Delta P \times Q}{1714} \quad (7)$$

Calculation of the optimum RPM operation on the motor can be calculated using the equation [14]:

$$RPM = \frac{60 \times f_e}{n_r} \quad (8)$$

The configuration of BHA (rotor and stator) will affect the torque, power and output speed and angle of the motor. Then, the dimensions of the lobe size on the motor as a variable that can also affect the performance of downhole mud motor. The configuration of lobe sizes on the stator and rotor can be seen in Table 10 and Table 11.

Table 10. Torque Data For Power Section Configuration on Motor 6 1/2 inch [3]

Power Section	Torque (N.m)
2:3 lobes Configuration	4203.03
5:6 lobes Configuration	8812.81
6:7 lobes Configuration	14913.99
7:8 lobes Configuration	16373.54

Table 10. Torque Data For Power Section Configuration on Motor 9 5/8 inch [3]

Power Section	Torque (N.m)
2:3 lobes Configuration	9761.88
5:6 lobes Configuration	11660.03
6:7 lobes Configuration	14981.78
7:8 lobes Configuration	17625.63

Calculation of the nozzle size area using the equation [13]:

$$TFA = \sqrt{\frac{Q^2 \times MW}{P \times 10858}} \quad (9)$$

In downhole directional drilling, the mud motor is used to drill wells that have an inclination angle. One part of the downhole mud motor is the bent housing which serves to determine the direction of the bend during drilling or is called the Adjustable Kick Off (AKO). The value of the Adjustable Kick Off (AKO) can be determined based on the drill hole size, which can be seen in Table 12.

Table 12. Navi-Drill Motor Specifications [15]

Hole Size in	Slick			Partial			Full		
	AKO	BUR	RPM	AKO	BUR	RPM	AKO	BUR	RPM
12 ¼	-	-	-	2,5	12,6	-	2,5	10,4	-
8 ½	2,75	19,7	-	2,75	19,1	-	2,6	15,3	-

2.2.2 Adjustable Hole Cleaning in Bit

The hydraulics optimization of the bit aims to provide an optimal borehole cleaning effect to avoid drilling problems such as regrinding and bit balling. The calculation step for the optimization of hydraulics on the bit is done by calculating the amount of pressure entering the bit and then calculating the percentage ratio of the power on bit to pump power on surface where the BHI method is said to be optimum if the BHI/HPs value is $\pm 48\%$, then calculates bit impact force (BIF) to evaluate the results of optimization carried out and calculate the flow velocity at the nozzle. The following are the calculation steps used in the bit hydraulics optimization.

Calculation of the inlet pressure on the bit can be calculated using the following equation [16]:

$$P_{inlet} = P - \Delta p \quad (10)$$

Calculation the pressure loss on bit (P_b) can be calculated using equation [16]:

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 \rho_m}{10858 A_n^2} \quad (11)$$

Calculation of the hydraulic impact bit (BHI) can be calculated using equation [16]:

$$BHI = \frac{P_{inlet} \times Q}{1714} \quad (12)$$

Calculation of horse power surface (HPs) can be calculated using equation [16]:

$$HP_s = \frac{P \times Q}{1714} \quad (13)$$

The amount of power in the bit used to clean wellbore during drilling can be calculated by comparing BHI value and pump power on the surface (HPs), using the equation [16]:

$$BHI / HP_s = \frac{BHI}{HPS} \times 100\% \quad (14)$$

Calculation of the price of Bit Impact Force (BIF) can be calculated using the equation [16]:

$$BIF = 1.73 \times 10^{-2} \times Q(\rho_m \times P_b)^{0.5} \quad (15)$$

Nozzle Velocity calculation can be calculated using equation [16]:

$$V_b = 0.321 \frac{Q_{opt}}{A_n} \quad (16)$$

2.2.3 Adjustable Hole Cleaning in Annulus

The optimization of hydraulics in the annulus aims to provide an optimal cutting effect to avoid drilling problems such as pipe sticking. There are three methods of cutting removal analysis with reference to different parameters, but all three determine the success of a good cutting removal, so the analysis of the three methods must be optimized. The three methods are;), Cutting Transport Ratio (Ft), Cutting Concentration (Ca), and Partical Bed Index (PBI).

- Cutting Transport Ratio (Ft)

Due to the slip velocity, the cutting speed is slower than mud velocity in annulus. Cutting flow velocity in annulus can be calculated by the equation [17]:

$$V_p = V_a - V_s \quad (17)$$

The mud velocity in annulus can be calculated using equation [17]:

$$V_a = \frac{Q}{2.448 \left(ID_{Hole}^2 - OD_{DP}^2 \right)} \quad (18)$$

The slip cutting speed can be calculated using equation [17]:

$$V_s = \frac{82,87 \times Dc^2 \times (\rho_c - \rho_m)}{\mu_a} \quad (19)$$

By knowing the magnitude of the cutting flow velocity in the annulus, transport ratio of cutting (Ft) can be calculated using the equation [17]:

$$F_t = \frac{V_p}{V_a} \quad (20)$$

When substituted with the previous equation, it becomes:

$$F_t = \frac{V_a - V_s}{V_a} \times 100\% \quad (21)$$

- Cutting Concentration (Ca)

To calculate the cutting concentration (Ca) in he annulus, the following equation is used [18]:

$$C_a = \frac{(ROP)D^2}{14.7F_tQ} \times 100\% \quad (22)$$

- Particle Bed Index (PBI)

In directional well drilling operations, cutting removal analysis must consider the inclination of the hole trajectory to the direction of Earth's gravity which causes the cutting velocity vector to appear towards the borehole wall, so that the cuttings will settle to form cutting deposits.

For laminar flow [18]:

$$PBI = \frac{(D_h - D_p)(V_a - V_{sa})}{L_c V_{sr}} \quad (23)$$

For the angle of inclination $0^\circ < \theta < 90^\circ$ dan $\theta = 90^\circ$, the equation will be [18]:

$0^\circ < \theta < 90^\circ$

$$PBI = \frac{(D - D_o)(V_a - V_s \cos \theta)}{12 L_c V_s \sin \theta} \quad (24)$$

$\theta = 90^\circ$

$$PBI = \frac{(D - D_o)(V_a - V_s)}{12 L_c V_s} \quad (25)$$

Turbulent flow [18]:

$$PBI = \frac{V_a}{17 \times V_s} \quad (26)$$

3 Result

The well used to conduct the research in this paper is a DDR-07 directional well located in the MAR Field, Aceh Tamiang District, North Sumatra. In the 8½" (Tangent Section) drilling, the route is evaluated, this route has a depth interval of 981.03 ft MD/967.35 ft TVD to 2983.6 ft MD/ 2821.66 ft TVD. With the formation target being the Seurula formation. Drilling data required for evaluation and optimization includes hole geometry & well profile data, drill string data, and mud & well pump data. Optimization is done by adjusting the bit rotation, hole cleaning in bit and annulus.

3.1 Adjustable Bit Rotating

Optimization of downhole mud motor hydraulics is done by adjusting the amount of RPM and WOB to be used so that the optimization value will be achieved. Determination of the optimum flow rate on the motor is determined based on the integration based on the specifications of the downhole mud motor so that it can determine the RPM to be used and obtain the optimum penetration rate. The results of the hydraulic optimization calculation for the downhole mud motor on the 12 ¼"(build up section) and 8 ½" (tangent section) well "DDR-07" can be seen in Table 13.

Table 13. Downhole Mud Motor Hydraulic Evaluation Calculation Results

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
OD, inch	9 5/8	6 ½
Q, gpm	420	245
Pinlet, psi	666,78	731,03
ΔP, psi	250	250
HP	60	50
TFA, in ²	1,2	0,64
RPM	210	150

3.2 Adjustable Hole Cleaning in Bit

The BHI concept in principle assumes that the greater the impact (immediate impact) received by the formation rock from the mud emitted from the bit, the greater the cleaning effect. BHI is said to be successful if the pressure loss at the bit is 48% of the maximum pump pressure available at the surface.

The results of the bit hydraulics analysis using the BHI method on the 12 ¼"(build up section) and 8 ½" (tangent section) showed in the Table 14.

Table 14. Bit Hydraulic Evaluation Calculation Results

Parameter	Build Up Section	Tangent Section
Pinlet	416,78	481,03
ΔP	244,06	261,25
BHI/HPs	48,46	48,59
BIF	527,96	301,41
Vn	161,23	163,74

3.3 Adjustable Hole Cleaning in Annulus

There are three methods of cutting removal analysis with reference to different parameters, but all three determine the success of a good cutting removal, so the analysis of the three methods must be optimized. The three methods are; Cutting Transport Ratio (Ft), Cutting Concentration (Ca), and Partical Bed Index (PBI). Results of the hydraulics calculations in the annulus showed in the Table 15.

Table 15. Hydraulic Cutting Lift Calculation Results

Parameter	Ft, %	Ca, %	PBI
Drill Pipe	93,4	0,30	1
HWDP	94,5	0,30	1
Drill Collar	93,8	0,30	1

4 Discussion

The optimization of hydraulics on the downhole mud motor aims to get the optimum RPM so that it can increase the penetration rate. Based on the results of calculations on the 12 " (build up section) route, the size of the downhole mud motor used is 9 5/8", so that the optimum flow rate (Q) at pump is 600 gpm, motor inlet pressure is 666.78 psi, the pressure loss on motor is 250 psi, the power (HP) on motor is 233.41 hp, the nozzle area is 1.2 in², the rotation rate is 210 RPM where on this route has the characteristics of soft rock hardness so that the RPM is set at the same rate. large in order to cut the cutting and reduce the value of the WOB because a WOB that is too large will cause the bit to sink so that when the circuit is pulled it will cause the pipe to be squeezed and not form a perfect hole. Based on the evaluation results on the 8 " (Tangent Section) downhole mud motor, the size of the downhole mud motor used is 6 inch, so that the optimum flow rate (Q) at the pump is 350 gpm, the motor inlet pressure is 731.03 psi, the pressure loss at the pump is 731.03 psi. the motor is 250 psi, the power (HP) on the motor is 138.61 hp, the nozzle area is 0.64 in², the rotation rate is 150 RPM where on this route has the characteristics of medium rock hardness so that the RPM is set with a small rate and maximizes the value of of WOB in order to get the optimum penetration rate.

The hydraulics optimization of the bit aims to provide an optimal borehole cleaning effect to avoid drilling problems such as regrinding and bit balling. Based on the results of calculations using the BHI method, it shows that the bit hydraulics in the DDR-07 well on the 12 " (Build Up Section) route, the percentage value (BHI/HPs) is 48.46 % (≥ 48 %), this condition can be said to have been optimum where the optimum method Bit Hydraulic Impact 48%. Bit Impact Force (BIF) of 527.96 lbf. with a nozzle speed of 255.6 ft/s. Based on the results of the optimization bit hydraulics using the BHI method, the bit hydraulics on the DDR-07 well on the 8 " route (Tangent Section) obtained the Bit Hydraulic Impact (BHI) value of 105.12 hp, Horse Power Surface (HPs) 217.16 hp and the percentage (BHI/HPs) of 48.59% (≥ 48 %), this condition can be said to have been optimum where the optimum

condition of the Bit Hydraulic Impact method is 48%. Bit Impact Force (BIF) is 301.41 lbf where on the tangential route the bit impact force value must be high to be able to maintain the angle. with a nozzle speed of 255.6 ft/s.

The optimization of hydraulics in the annulus aims to provide an optimal cutting effect to avoid drilling problems such as pipe sticking. Based on the results of calculations on the DDR-07 well for the 8½" (Tangent Section) route, the cutting transport (Ft) value of annulus DP is 95.61 %, annulus DC is 95.20%, and annulus HWDP is 95.53%. The optimization value for the annulus DP cutting concentration (Ca) is 0.30%, the annulus DP is 0.31%, and the annulus HWDP is 0.30%, and particle bed index (PBI) is 1. actual calculation, the result of cutting transport (Ft) 90%, concentration (Ca) < 5%, and particle bed index (PBI) = 1, which indicates that there is no deposition of drill cuttings. Based on the results hydraulic optimization cutting lifting on the DDR-07 well on the 8½" (Tangent Section) route, transport ratio of cutting (Ft) value of annulus DP is 95.18%, annulus DC is 96.04%, and annulus HWDP is 95.48%. The optimization value for the annulus DP cutting concentration (Ca) is 0.30%, the annulus DP is 0.30%, and the HWDP annulus is 0.3%, and particle bed index (PBI) is 1. actual calculation, the results of transport ratio of cutting (Ft) 90%, concentration (Ca) < 5%, and particle bed index (PBI) = 1, indicates that there is no deposition drill of cuttings.

5 Conclusion

Based on the results of the research and discussion that have been presented, the following conclusions can be drawn:

1. The results of the optimization of the hydraulics of the downhole mud motor on the 12 1/4" (Build Up Section) route. The type of downhole mud motor used is a dyna drill with an OD size of 9 5/8 inch, so that a flow rate (Q) of 600 gpm is obtained, the pressure loss at the motor is 250 psi, the inlet pressure is 682.29 psi, the HP motor is 238.84 psi, the nozzle area is 0.64 in² and the RPM is 130. On the 8 ½" (Tangent Section) route, the type of downhole mud motor used is a dyna drill with OD size 6", so that the flow rate (Q) is 325 gpm, the pressure loss on the motor is 250 psi, the inlet pressure is 682.29 psi, the HP motor is 238.84 psi, the nozzle area is 0.64 in² and the RPM is 150.
2. The results of the optimization of bit hydraulics using the BHI method on the 12 ¼" (Build Up Section) route with a pump of 1000 psi, the pressure loss value on the bit is 207.96 psi, the bit inlet pressure is 432.29 Bit Hydraulic Impact (BHI) of 151.33 hp, Horse Power Surface (HPs) 315.05 hp, percentage (BHI/HPs) 48.03% (± 48%) Bit Impact Force (BIF) 487.34 lbf and nozzle speed 148.82 ft/s. On the 8 ½" (Tangent Section) route with a pump pressure of 1200 psi, the value of the pressure loss on the bit is 261.25 psi, the bit inlet pressure is 476.93 Bit Hydraulic Impact (BHI) is 90.433 hp, Horse Power Surface (HPs) is 185 .82 hp, percentage (BHI/HPs) of 48.67 % (± 48 %) Bit Impact Force (BIF) of 301.41 lbf and nozzle speed of 163.74 ft/s.
3. The results of the hydraulic optimization of cutting lifting on the 12¼" (Build Up Section) route obtained the Cutting Transport Ratio (Ft) annulus DP value of 92.39%, annulus DC of 92.44%, and annulus HWDP of 92.21%. The optimization value for the Cutting Concentration (Ca) annulus DP is 0.31%, annulus DP is 0.31%, and annulus HWDP is 0.32%, and the Particle Bed Index (PBI) is 1. From the calculation results, the results of the Cutting Transport Ratio (Ft) 90 %, Cutting Concentration (Ca) < 5%, and Particle Bed Index (PBI) = 1, which indicates that there is no deposition of drill cuttings. On the 8½" (Tangent Section) route, the Cutting Transport Ratio (Ft) value of the annulus DP is 95.28%, the annulus DC is 92.44 %, and the annulus HWDP is 95.39%. The optimization value on the Cutting Concentration (Ca) annulus DP is 0.29%, annulus DP is 0.29%, and annulus HWDP is 0.29%, and the Particle Bed Index (PBI) is 1. From

the calculation results, the results of Cutting Transport are obtained. Ratio (Ft) 90%, Cutting Concentration (Ca) < 5%, and Particle Bed Index (PBI) = 1, which indicates that there is no deposition of drill cuttings.

6 Acknowledgement

The author would like to thank PT. PERTAMINA ASSET I Rantau Field, LPPM UPN Veteran Yogyakarta for granting internal basic research grants, and Drilling Research Team Petroleum Engineering Dept.

REFERENCES

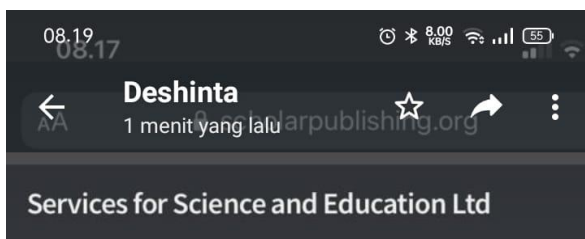
- [1]. O. Ogunrinde J, *Hydraulic Optimization For Efficient Hole Cleaning in Deviated and Horizontal Wells*, 2012, proceedings at the 2012 SPE Nigerian Annual International Conferences and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 6-8 Agustus.
- [2]. Olatunji Olayiwola, *Optimizing Selection of Appropriate Downhole Motor Technology for Underbalanced and Directional Drilling Applications Using a Distance Based Approach*, 2017, proceedings Petroleum-Gas University of Ploiesti SPE Conference, May.
- [3]. Yudha, Prawira Atma dan Etiko Puspo Rini., *Size and Configuration of Mud Motor Drilling affects the Optimum Power Outputs*, Engineering Solid Mechanics, 2017, 93-102.
- [4]. Mottahari, dkk, *Improve Drilling Efficiency Technique Using Integrated PDM and PDC Bit Parameters*, 2007, presented at the Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 12 – 14 Juni.
- [5]. Erdogan. Y, Muhammed Ikbal, Onu Eser., *Correlating Rate of Penetration with the Weigth on Bit, Rotation per Minute, Flow Rate and Mud Weight of Rotary Drilling*. Natural and Engineering Science, 2018, Vol 3 (3), 378-385.
- [6]. Herianto, *Optimization of hydraulic horsepower to predict the Rate of Penetration*, American Journal of Physics and Applications, , 2018, Volume 6(3), 63-75.
- [7]. David A. Smalling dkk, *Optimization of Jet-bit Hydraulics Using Impact Pressure*, 1979, Proceedings at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September.
- [8]. Noah, A. Z, *Optimizing Drilling Fluid Properties and Flow Rates for Effective Hole Cleaning at High-Angle and Horizontal Wells*, Journal of Applied Sciences Research, , 2013, 9(1), 705–718.
- [9]. Al-Kayiem, H. H., Zaki, N. M., Asyraf, M. Z., & Elfeel, M. E, *Simulation of the Cuttings Cleaning During the Drilling Operation*, American Journal of Applied Sciences, 2010, 7(6), 800–806.
- [10]. Paiaman, A. M., Al-askari, M. K. G., Salmani, B., & Masihi, M., *Effect of Drilling Fluid Properties on Rate of Penetration*, 2006, NAFTA, 60(3), 129–134.
- [11]. William C. Maurer, *Downhole Drilling Motor Technical Review*, 1977, Houston, Texas, Chapter 3, 28-33.
- [12]. F., Wolfgang, Prassl., *Drilling Engineering*, 1997, Curtin University Of Technology, Curtin, Chapter 4, 57-84.

- [13]. Bourgoyne, A.T. Jr. *Applied Drilling Engineering*, First Printing Society of Petroleum Engineer, 1986, Chapter 4, 113-183.
- [14]. Baker Hughes, *Navi Drill Motor*, 2020, 15th Edition.
- [15]. Machperson dkk, *Measurement of Mud Motor Rotation Rates using Drilling Dynamics*, 2001 presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 27 February–1 March.
- [16]. Rabia, Hussain., *Well Engineering & Constructions*”, 2002, Entrac Consulting: Australia, Chapter 7-8, 197-235.
- [17]. Moore P.L., *Drilling Practices Manual*, 1986 Penn Well Publishing Company, Second Edition, Tulsa-Oklahoma, Chapter 5 & 7, 108-176 & 247-290.
- [18]. Adams, N.J. *Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*, 1985, Penn-Well Publishing Company Tulsa, Oklahoma, Chapter 18, Pp 678-739.

Identifier (DOI) and will be made available online. This [Online First](#) is a feature that lets you have your paper published within 5 working days of final submission and payment.

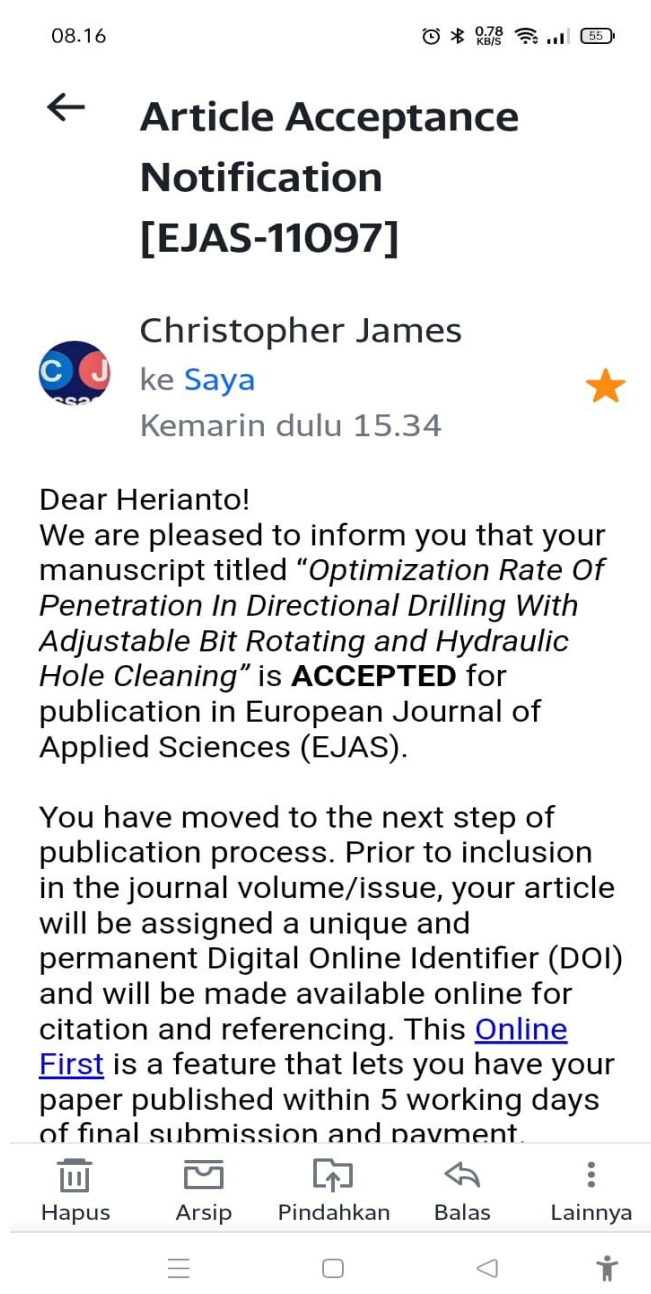
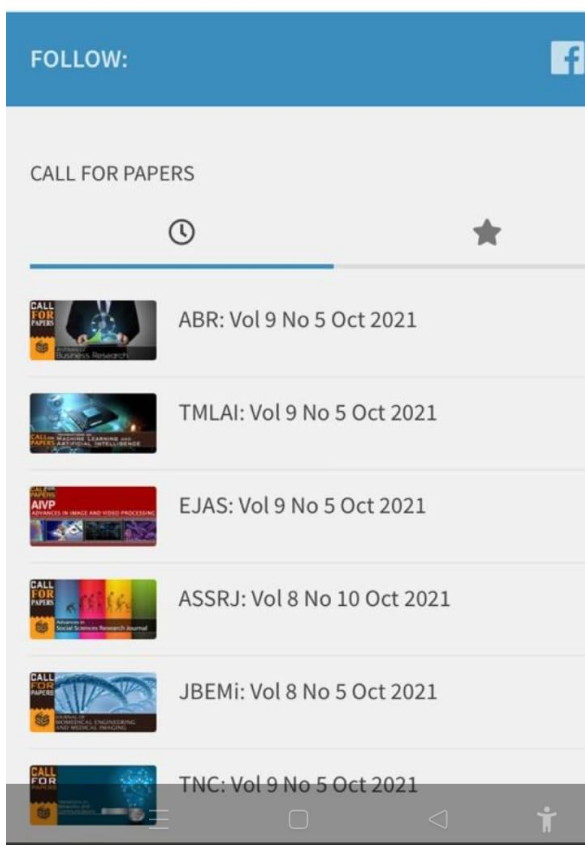
The publication is subjected to the payment which is £149.99 Pound Sterling (GBP) only, payable to the account on journal website. Please [Click Here](#) for more information. Notification in the "Tasks" menu on the journal website will redirect you to the Payment page.

Other payment options are;



TRANSACTION SUCCESSFUL

Thanks for the payment. The transaction is successful.



Well Design Profile Directional Drilling Cluster System in Offshore Platform

Herianto, PhD¹, Deshinta Putri H², P. Subiatmono³

¹Assoc. Prof, Petroleum Engineering Dept. UPN Veteran Yogyakarta Indonesia

²Repsol Sakakemang, Exploration, Student Magister Petroleum Engineering, UPN Veteran, Yogyakarta

³Senior Lecture Petroleum Engineering Dept. UPN Veteran Yogyakarta Indonesia

I. Abstract

HK Field Drilling is an offshore drilling that is planned in the form of a cluster where there are 4 target wells with well distances that are close to each other and the target points spread with different azimuth directions. In this study, there are 4 directional drilling wells that will be planned, namely "A1, A2, A3 & A4" on a production platform with a fixed platform rig type. Drilling was carried out in shallow water with a depth of 80 ft, Conductor Casing depth of 100 ft with a KOP (Kick Off Point) depth of 250 ft TVD/MD, and the distance between the platform to the target point as far as 2500 ft TVD with an estimated drain radius of 250 ft.

This research was conducted to calculate the depth of End of Build, Measured Depth Target, Horizontal Departure and Casing Setting Depth in each well. In this case study, the radius of curvature method is used to determine the length of the vertical section, build up section and tangential section. After calculating, it is known that well A1 has an inclination angle of 31° with an azimuth direction of N53°E. well A2 has an inclination angle of 31° with an azimuth direction of N162°E. well A3 has an inclination angle of 31° with an azimuth direction of N219°E. well A4 has an inclination angle of 31° with an azimuth direction of N323°E.

Keywords: Directional drilling, well profile, cluster system offshore, shallow sea

II. Introduction

Directional drilling is a drilling technique in which the drilling trajectory is deflected following a planned trajectory towards a certain direction to reach a predetermined target below the earth's surface. Initially, directional drilling was used to correct the deflection that occurred in vertical wells. However, along with its development, directional drilling is increasingly being applied such as sidetrack drilling, relief wells, horizontal wells, offshore drilling from one drilling platform, and drilling where vertical drilling cannot be carried out due to the influence of natural conditions. The factors that cause directional drilling are due to surface conditions, geological reasons, economics, and other reasons. So directional drilling is only carried out for special reasons and circumstances.

As the cost of developing reserves increases, the need for directional drilling will also increase. Drilling with a cluster system is needed to drill a formation that is located on a surface that is limited in area. The implementation of multilateral drilling is carried out and can be economically justified, considering that the implementation of this drilling technique requires expensive costs.

In determining the drill hole trajectory, it is very important to design directional and horizontal drilling. Especially in the case of multi-well platforms where a number of aspects must be carefully examined before designing the final well path to the target. In well track design, targets are usually determined by a geologist with acceptable tolerances. To reach the target, the target zone should be selected as large as possible. If more than one zone is reached, the designed drilling trajectory must be reasonable and achievable without causing drilling problems.

In this drilling operation, directional drilling will be carried out in the offshore field. The drilling is planned to be in the form of a cluster with 4 wells on a fixed platform type. The purpose of this drilling by planning 4 wells in 1 cluster is to save the use of small land and also to facilitate control if 1 cluster is made on 1 platform. Another objective is to drain hydrocarbons believed to be within a radius of 250 ft. Then the drainage plan will be made to have 4 different directions from each well. The determination of the KOP in the planning of this drilling operation will be carried out with a shallow deviation type because to avoid potential interference problems between wells if it is carried out at deep deviation.

III. Literature Review

Well trajectory design in directional drilling can be done by calculating the directional coordinates of directional drilling wells. After that, calculate the true vertical depth (TVD) vertical section, true vertical depth in the EOB section total depth (TD), and horizontal departure. Methods that can be used in designing well trajectory, such as methods: tangential, balanced tangential, average angle, radius of curvature and minimum of curvature (Farah Omar Farah, 2014). This paper discusses well trajectory design planning using the radius of curvature method and well trajectory design calculations using the Bourgoyne equation. In planning the well trajectory of directional drilling wells, it is necessary to take into account the azimuth angle, build up rate angle, TVD length, horizontal displacement length, KOP, total length MD. Well trajectory calculation method using the radius of curvature method. Calculations are done manually and by using the Microsoft Excel and Compass programs and then compared. The results obtained are the results of calculations using the Compass program are closer to manual calculations compared to excel (Krishnan, 2016). However, in the writing of this paper, the calculations are only done manually and using Microsoft Excel. In determining the drill hole trajectory, it is very important to design directional and horizontal drilling. Especially in the case of multi-well platforms where a number of aspects must be carefully examined before designing the final well path to the target. In well track design, targets are usually determined by a geologist with acceptable tolerances. To reach the target, the target zone should be selected as large as possible. If more than one zone is reached, the designed drilling trajectory must be reasonable and achievable without causing drilling problems (Halafawi, 2019). In cluster drilling clusters offshore directional drilling, the depth or depth of the well affects the economy, especially in reducing the cost of building and constructing the platform line (Pfau, 1969). Well design planning with shallow kick off points can also reduce the maximum inclination angle (Chewaroungroaj, 2021).

In shallow sediments, unlike deep sediments with elastic behavior, the failure mechanism of the casing shoe is strongly affected by the plasticity of the rock. Hence, the common practice in casing design which is based on using the pore pressure and fracture pressure gradients plots is not applicable in shallow sediments. In general, casing design, like any other design process, should be justified and planned in advance. An optimal design solution is sought, by finding the best compromise to satisfy the design requirements. The factors considered for a casing design based on the well control issues include: Casing shoe depth, Hole size, Kick volume, Mud weight For a constant well geometry, as the depth increases, there would be a linear increase in the casing shoe failure pressure (Paknejad et al, 2009).

IV. Research Methodology

In this plan, the radius of curvature method is used to determine the length of the trajectory in the build up section and the tangential method is used to determine the length of the trajectory in the tangential section.

Build and Hold (J-Shaped) Well Profile:

In the vertical section, calculations are carried out to find the azimuth angle and determine the KOP point. The KOP point is determined from the data, while to find the azimuth angle, the equation from Bourgoyne is used as in equation (1):

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{x}{y}\right) \quad (1)$$

In the Build up section, calculations are carried out to find the length of the radius of curvature in equation (2), the maximum inclination angle in equations (3) & (4), the length of the measured depth (MD) using equation (5), the length of the TVD using equation (6), and horizontal displacement in the build up section using equation (7):

$$r1 = \frac{180}{\pi x BUR} \quad (2)$$

if $r1 > X_3$

$$\theta = \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right) \quad (3)$$

Or

if $r1 < X_3$

$$\theta = 180 - \arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right) - \arccos\left(\left(\frac{r1}{TVD_3 - TVD_1}\right) \times \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD_3 - TVD_1}{r1 - X_3}\right)\right)\right) \quad (4)$$

$$MD_2 = \frac{\theta}{BUR} \quad (5)$$

$$TVD_2 = r1 \times \sin \theta + TVD_1 \quad (6)$$

$$X_2 = r1 \times (1 - \cos \theta) \quad (7)$$

In the Tangential section, calculations are carried out to find the length of the measured depth tangent section in equation (8), TVD in the tangent section in equation (9), horizontal length in the tangential section in equation (10) and the total measured depth in equation (13):

$$MD_3 = \frac{TVD_3 - TVD_2}{\cos \theta} \quad (8)$$

$$TVD_3 - TVD_2 = MD_3 \times \cos \theta \quad (9)$$

$$X_3 - X_2 = (MD_3 \times \sin \theta) \quad (10)$$

$$TMD = MD_1 + MD_2 + MD_3 \quad (11)$$

Table 1.
Directional Drilling Well Profile Parameters

Vertical Section	Build Up Section	Tangential Section
Surface Location Point	Kick off Point (KOP)	Tangential Inclination
Kick off Point (KOP)	Build Up Rate (BUR)	TVD Tangential
TVD Vertical Section	Radius of Curvature (r1)	Measured Depth Target
Measured Depth Vertical Section	Maximum Inclination	Horizontal Displacement Target
	TVD Build Up Section	
	Measured Depth Build Up Section	
	Horizontal Displacement Build Up Section	

V. Results & Discussion

In this study, data obtained from one directional drilling platform is used to plan the well profile and hole geometry of each well in this 1 cluster. And also will determine the azimuth direction of each well profile will be planned.

1. Well Profile A1

Well A1 is a J-Shaped directional drilling well with a target depth of 2500 ftTVD/2557 ftMD with a KOP of 300 ftTVD/MD. In planning the profile of the A1 well, it will consist of 3 sections, namely, a vertical section at a depth of 0-300 ft, a build up section at a depth of 300-560 ftMD, and a Tangential section at a depth of 560-2557 ftMD. The vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft and a surface casing route using a 13³/₈" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⁵/₈" OD casing at a depth of 300-560 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 560-2557 ftMD. In the A1 well, the azimuth direction is N53°E with a maximum inclination angle of 31°.

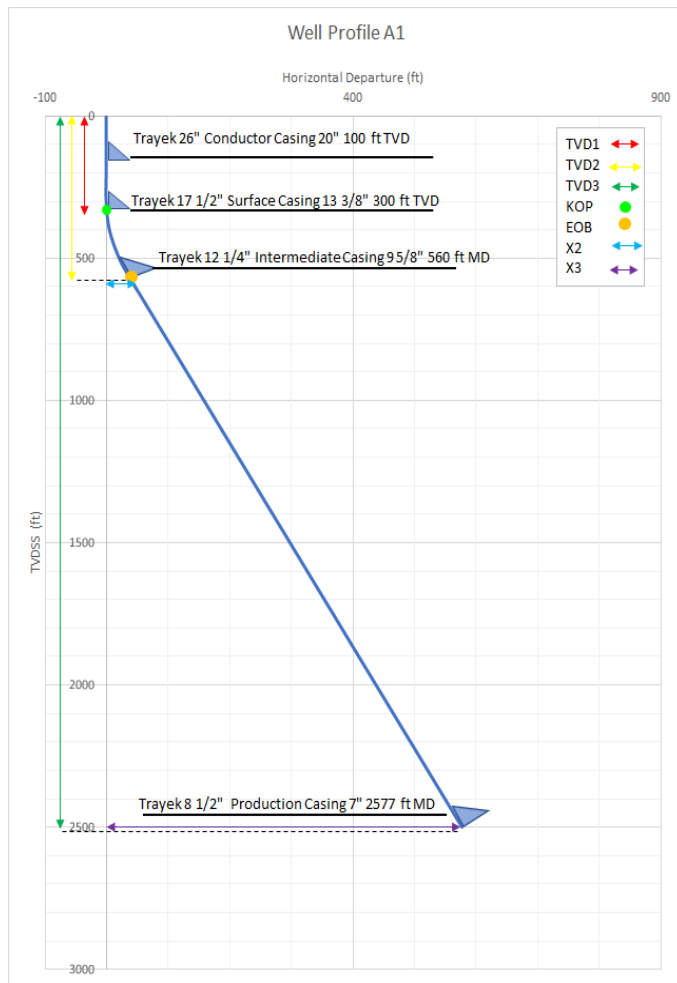


Figure 1. Well Profile A1

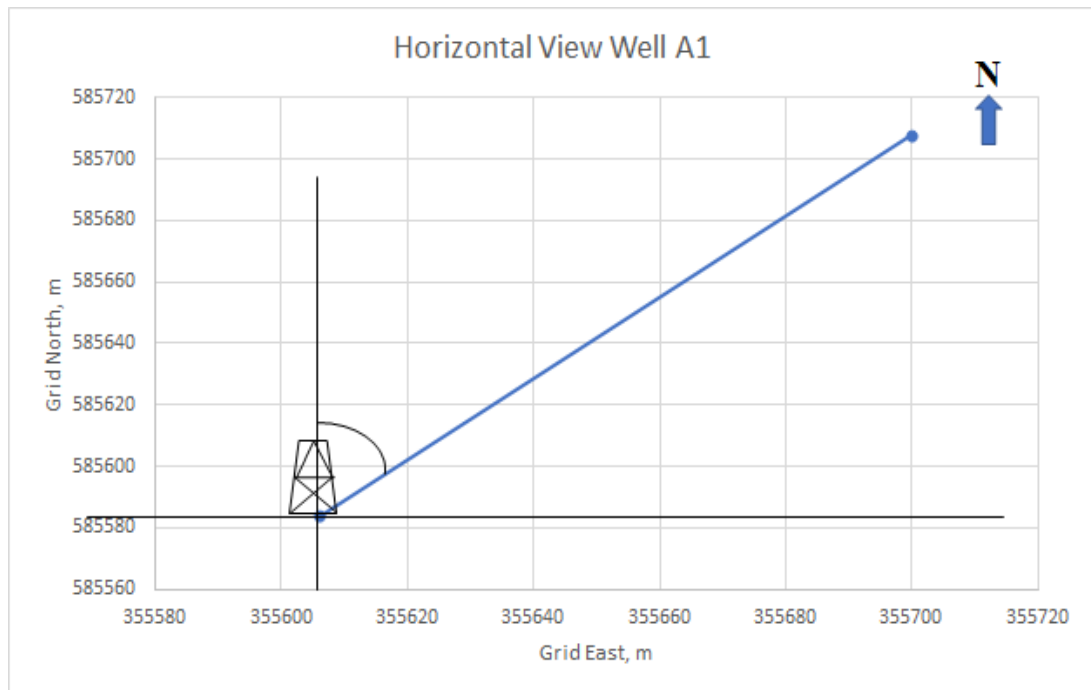


Figure 2. Horizontal View Well A1

Table 2.

Parameter of Well Profile A1

Section	Drilling Trajectory	Bit Size	OD Casing	Length Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 560 ftMD)	Intermediate Casing 300 –560 ftMD	12¼"	9⅝"	560 ft	6°/100 ft	260	556	35	N53°E
Tangential (560 –2557 ftMD)	Production Casing 560–2557 ftMD	8½"	7"	2557 ft	0°	2003	2500	518	N53°E

2. Well Profile A2

Well A2 is a J-Shaped directional drilling well with a target depth of 2500 ftTVD/2575 ftMD with a KOP of 300 ftTVD/MD. In planning the profile of the A2 well, it will consist of 3 sections, namely, a vertical section at a depth of 0-300 ft, a build up section at a depth of 300-557 ftMD, and a Tangential section at a depth of 557-2575 ftMD. The vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft and a surface casing route using a 13¾" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⅝" OD casing at a depth of 300-557 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 557-2575 ftMD. In well A2, the azimuth direction is N162°E with a maximum inclination angle of 31°.

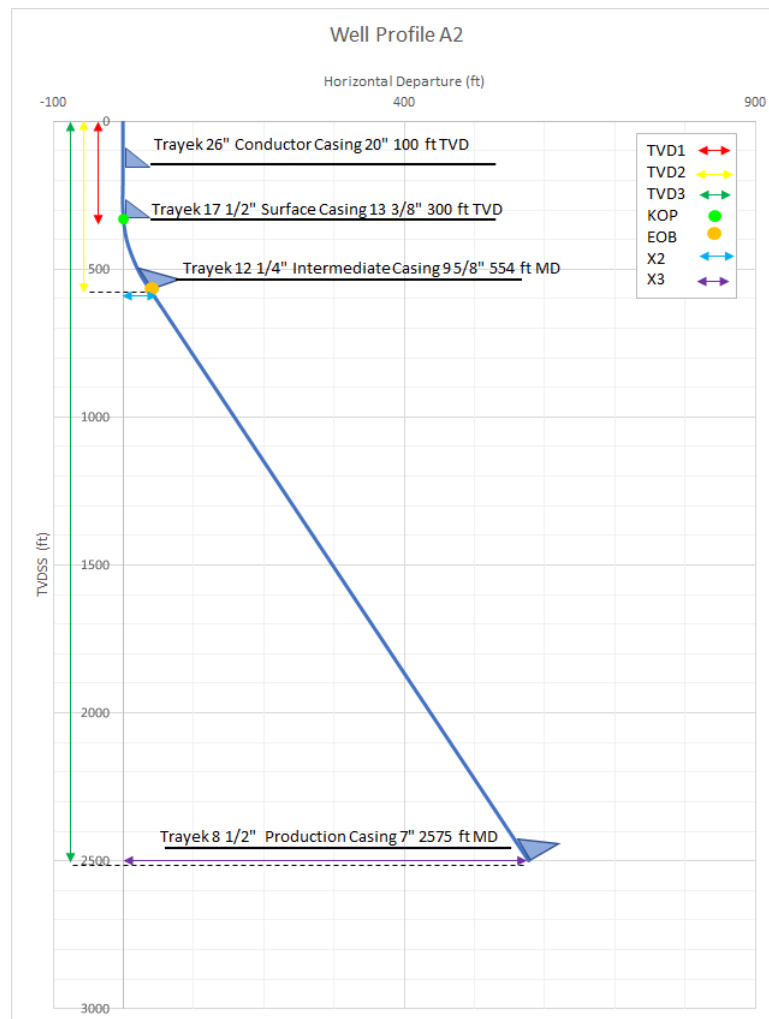


Figure 3. Well Profile A2

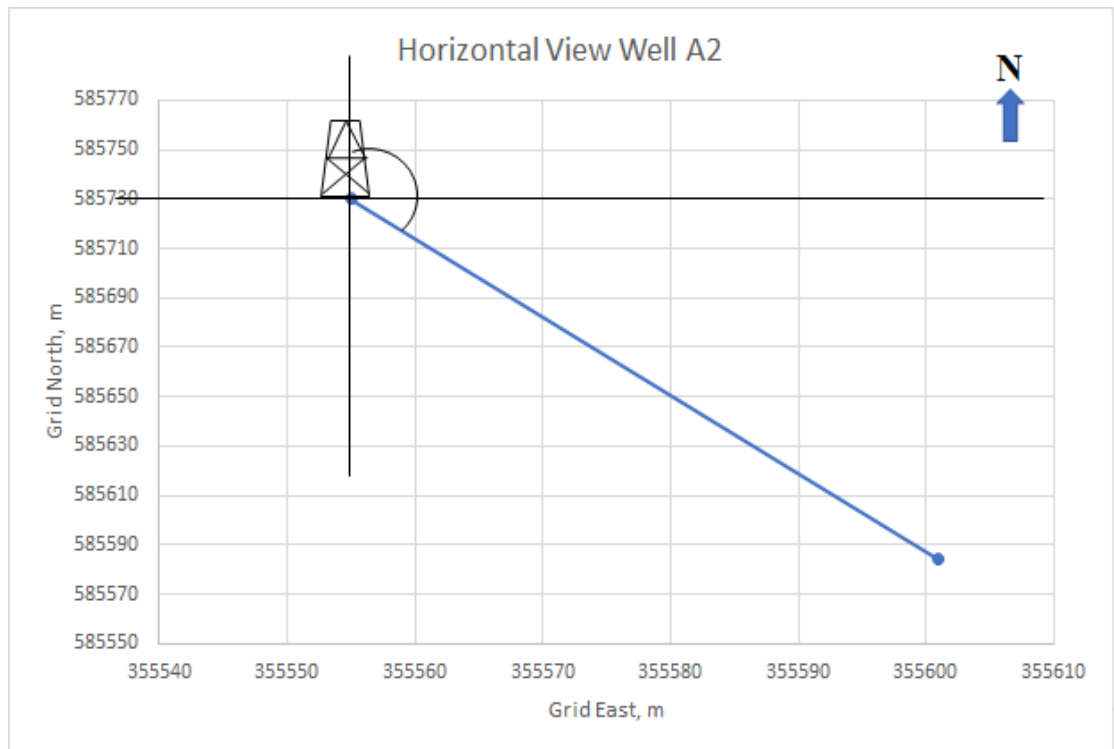


Figure 4. Horizontal View Well A2

Table 3
Parameter of Well Profile A2

Section	Drilling Trajectory	Bit Size	OD Casing	Length Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 557 ftMD)	Intermediate Casing 300 –557 ftMD	12¼"	9⅝"	557 ft	6°/100 ft	257	554	34	N162°E
Tangential (557 –2575 ftMD)	Production Casing 557–2575 ftMD	8½"	7"	2575 ft	0°	2018	2500	502	N162°E

3. Well Profile A3

Well A3 is a J-Shaped directional drilling well with a target depth of 2500 ftTVD/2577 ftMD with a KOP of 300 ftTVD/MD. The A3 well profile will consist of 3 sections, namely, a vertical section at a depth of 0-300 ft, a build up section at a depth of 300-560 ftMD, and a Tangential section at a depth of 560-2577 ftMD. The vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft and a surface casing route using a 13¾" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⅝" OD casing at a depth of 300-560 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 560-2577 ftMD. In the A3 well, the azimuth direction is N219°E with a maximum inclination angle of 31°.

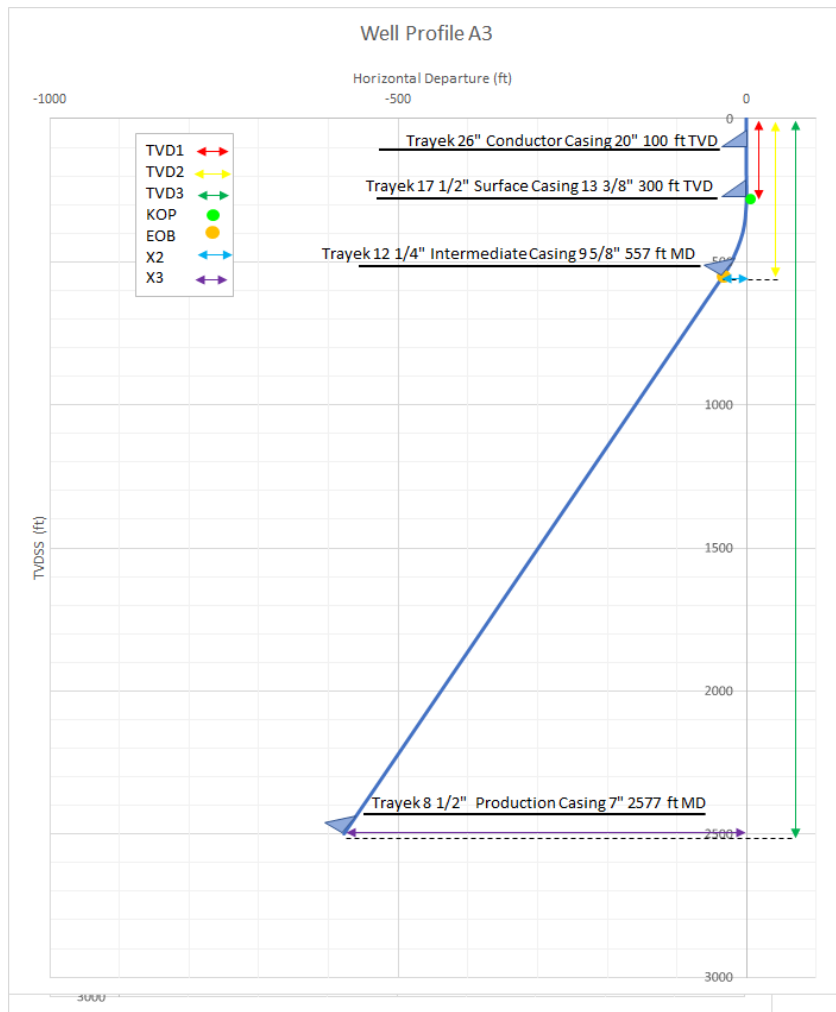


Figure 5. Well Profile A3

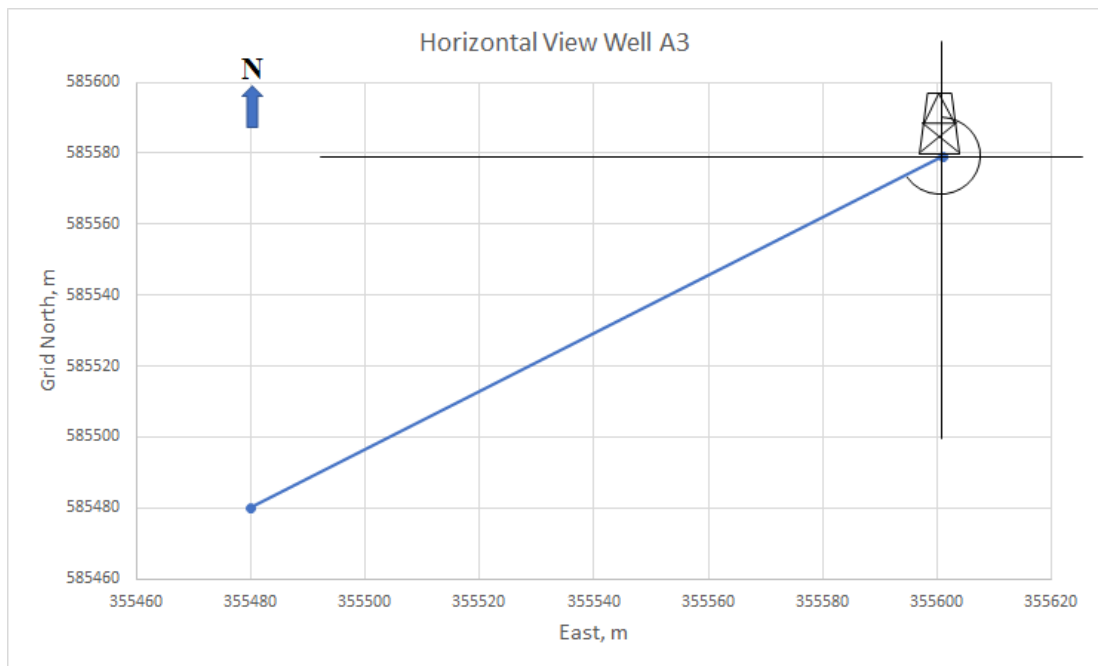


Figure 6. Horizontal View Well A3

Table 4

Parameter of Well Profile A3

Section	Drilling Trajectory	Bit Size	OD Casing	Length Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 560 ftMD)	Intermediate Casing 300 –560 ftMD	12¼"	9⅝"	560 ft	6°/100 ft	260	557	35	N219°E
Tangential (557 –2577 ftMD)	Production Casing 560–2577 ftMD	8½"	7"	2577 ft	0°	2017	2500	512	N219°E

4. Well Profile A4

The A4 well is a J-Shaped directional drilling well with a target depth of 2500 ftTVD/2577 ftMD with a KOP of 300 ftTVD/MD. The A4 well profile will consist of 3 sections, namely, a vertical section at a depth of 0-300 ft, a build up section at a depth of 300-560 ftMD, and a Tangential section at a depth of 560-2577 ftMD. The vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft and a surface casing route using a 13¾" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⅝" OD casing at a depth of 300-560 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 560-2577 ftMD. In the A4 well, the azimuth direction is N323°E with a maximum inclination angle of 31°.

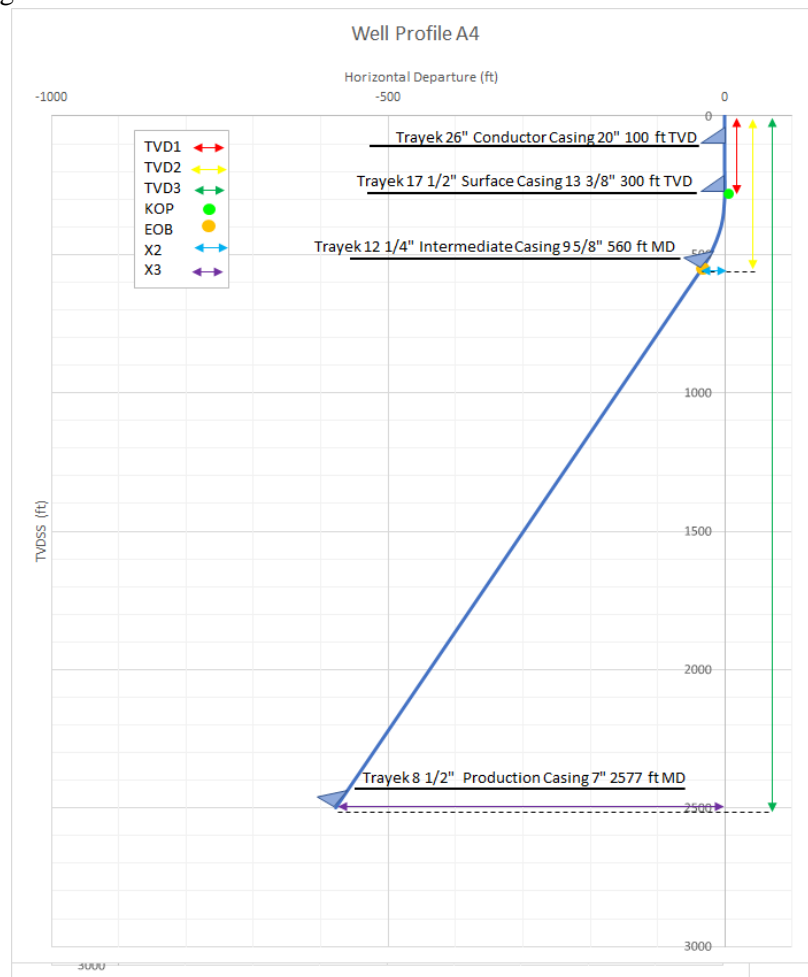


Figure 7. Well Profile A4

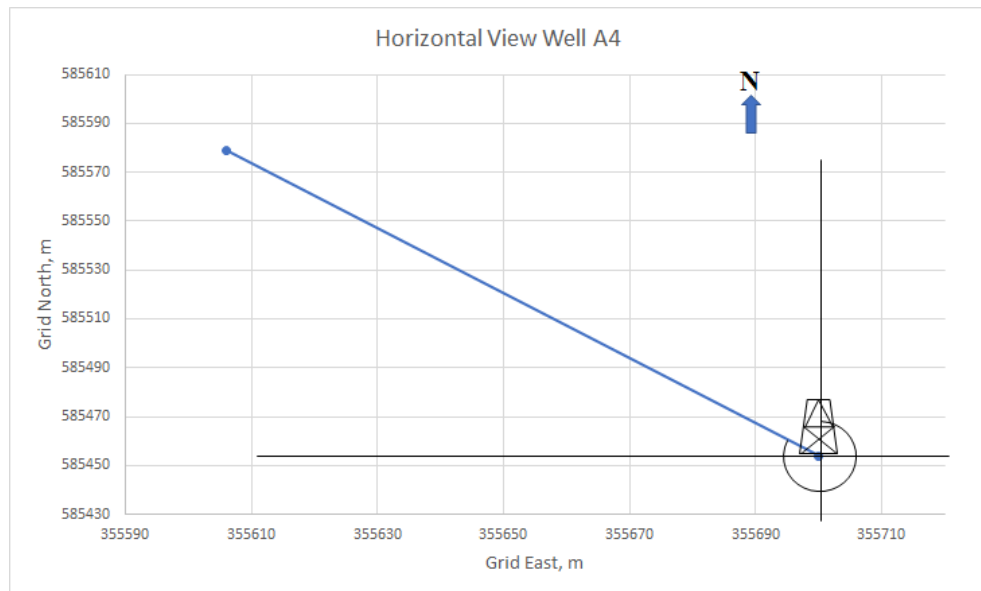


Figure 8. Horizontal View Well A4

Table 5
Parameter of Well Profile A4

Section	Drilling Trajectory	Bit Size	OD Casing	Length Casing	BUR	MD (ft)	TVD (ft)	H (ft)	θ
Vertical Section (0-300 ft)	Conductor Casing (0-100 ft)	26"	20"	100 ft	0°	100	100	0	0°
	Surface Casing (100-300ft)	17½"	13¾"	300 ft	0°	200	300	0	0°
Build Up Section (300 – 560 ftMD)	Intermediate Casing 300 –557 ftMD	12¼"	9⅝"	557 ft	6°/100 ft	260	557	35	N323°E
Tangential (557 –2577 ftMD)	Production Casing 557–2577 ftMD	8½"	7"	2577 ft	0°	2017	2500	512	N323°E

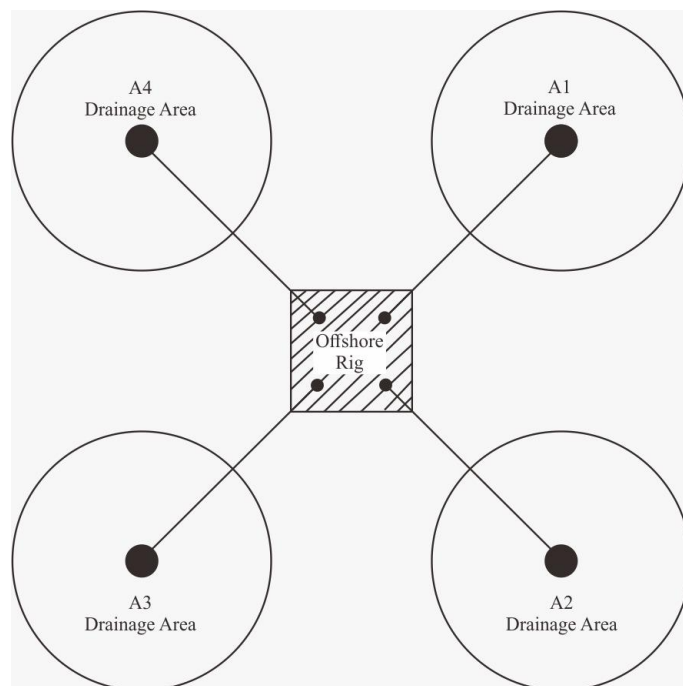


Fig. 9. Direction and Position Well in Platform

This drilling plan is carried out using a cluster system with 4 directions which functions to be able to obtain the maximum drain area as shown in Figure 9, where each drilling target is carried out.

VI. Conclusion

Based on the results of the research and discussion that have been presented, the following conclusions can be drawn:

1. Drilling planning is carried out with different cardinal directions to maximize the drain area in the reservoir.
2. Well A1 in the vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft & a surface casing route using a 13³/₈" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⁵/₈" OD casing at a depth of 300-560 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 560-2557 ftMD. In the A1 well, the azimuth direction is N53°E with a maximum inclination angle of 31°.
3. Well A2 in the vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft & a surface casing route using a 13³/₈" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⁵/₈" OD casing at a depth of 300-557 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 557-2575 ftMD. In well A2, the azimuth direction is N162°E with a maximum inclination angle of 31°.
4. The A3 well in the vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft & a surface casing route using a 13³/₈" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⁵/₈" OD casing at a depth of 300-560 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 560-2577 ftMD. In the A3 well, the azimuth direction is N219°E with a maximum inclination angle of 31°.
5. The A4 well in the vertical section consists of 2 drilling routes, namely the conductor casing route using a 20" OD casing at a depth of 0-100 ft & a surface casing route using a 13³/₈" OD casing at a depth of 100-300 ft. Furthermore, the build up section consists of 1 route, namely the intermediate casing route using a 9⁵/₈" OD casing at a depth of 300-557 ftMD. And the tangential section has 1 route, namely the production casing route using a 7" OD casing at a depth of 557-2577 ftMD. In the A4 well, the azimuth direction is N323°E with a maximum inclination angle of 31°.

VII. Acknowledgement

Thank you to LPPM UPN Veteran Yogyakarta for the international basic research grant assistance

VIII. References

- Farah, Farah Omar. *Directional Well Design, Trajectory and Survey Calculations, with A Case Study in Fiale, Asal Rift, Djibouti*. United Nations University Geothermal Training Programme Orkustofnun, Grensasvegur 9, IS-108 Reykjavik, Iceland. 2014.
- Halafawi, Mohamed dan Lazar Avram. *Wellbore Trajectory Optimization for Horizontal Well*. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Science.
- Krishnan, Anurag and Avinash Kulkarni. *Well Trajectory Survey of a Direcional Well*. International Research Journal of Engineering and Technology. Vol.03 No. 05. 1-6. 2016
- Adams, N.J. 1985. *Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach*. Penn-Well Publishing Tulsa
- Bourgoyne, A.T. Jr. 1986 *Applied Drilling Engineering* First Printing Society of Petroleum Engineer.

- Paknejad, Amir Saman et al. Casing point selection for drilling operations at shallow depths. Proceedings of the ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2009 Honolulu, Hawaii, USA. 2009.
- Chewaroungroj, Jirawat et al. Well plan parameter guideline for directional drilling in the gulf of Thailand. Engineering Journal ISSN: 0125-8281. 2021.
- Pfau, D.J. The geological influence in offshore directional drilling. SPE Paper : 2636. 1969.
- Moore P.L., "Drilling Practices Manual", Penn Well Publishing Company, Second Edition, Tulsa-Oklahoma, Chapter 5 & 7, 108-176 & 247-290, 1986.
- F., Wolfgang, Prassl., "Drilling Engineering", Curtin University Of Technology., Curtin, Chapter 4, 57-84, 1997.
- Bednarz, Stanislaw. *Design and Exploitation Problems of Drill String in Directional Drilling*. Acta Montanistica Slovaca, Vol.9 No.3. Halaman 152-155. 2004.
- O. Ogunrinde J, "Hydraulic Optimization For Efficient Hole Cleaning in Deviated and Horizontal Wells", proceedings at the 2012 SPE Nigerian Annual International Conferences and Exhibition held in Abuja, Nigeria, 6-8 Agustus, 2012.
- Prondonoff, V dan GUZ,J.L. 1992. *Horizontal Wel Optimization through Strenght and Stability Analysis of Drillstings*. Journal of SPE



LPPM UPN Veteran Yogyakarta
International Conference Series
2021

CERTIFICATE OF PRESENTATION

Organized by



LPPM
UPN Veteran
Yogyakarta



Sponsored by



This certificate is awarded to

Deshinta Putri H

Universitas Pembangunan Nasional

For the manuscript entitled "**Well Design Profile Directional Drilling Cluster System in Offshore Platform**"

Presented at

The LPPM UPN "VETERAN" Yogyakarta International Conference Series 2021 – Engineering and Science Series (ESS)

5 – 7 October 2021 | Virtual Conference

Dr. Dyah Sugandini, S.E., M.Si

Chief of LPPM UPN Veteran Yogyakarta
International Conference Series 2021

Dr. Suranto, S.T., M.T

Conference Chair
Engineering and Science Series



SURAT PERNYATAAN TANGGUNG JAWAB BELANJA

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Dr. Drs. Ir. Herianto, MT
Alamat : Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK 104
(Lingkar Utara) Condongcatur Depok Sleman Yogyakarta

Berdasarkan Surat Keputusan Nomor 234/UN62/PT.00.02/KPA/2021 dan Perjanjian Pelaksanaan Penelitian/Kontrak Nomor B/41/UN.62/PT/IV/2021 mendapatkan Anggaran Penelitian Dasar dengan judul Studi Model Konstruksi dan Profil Sumur Directional di Lepas Pantai Berdasarkan Beban Mekanis Rangkaian dan Konsep Well Integrity sebesar Rp. 35.000.000,-

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Biaya kegiatan penelitian di bawah ini meliputi :

No.	Uraian	Jumlah
01	Honorarium	Rp 12.350.000
02	Peralatan Penunjang	Rp 1.200.000
03	Bahan Habis Pakai	Rp 7.024.045
04	Perjalanan	Rp 600.000
05	Lain-Lain	Rp 13.827.250
	Jumlah	Rp 35.001.295

- Jumlah uang tersebut pada angka 1, benar-benar dikeluarkan untuk pelaksanaan kegiatan penelitian dimaksud.
- Bersedia menyimpan dengan baik seluruh bukti pengeluaran belanja yang telah dilaksanakan.
- Bersedia untuk dilakukan pemeriksaan terhadap bukti-bukti pengeluaran oleh aparatur pengawas fungsional Pemerintah.
- Apabila di kemudian hari, pernyataan yang saya buat ini mengakibatkan kerugian Negara maka saya bersedia dituntut penggantian kerugian negara dimaksud sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Demikian surat pernyataan ini dibuat dengan sebenarnya.

Yogyakarta, Oktober 2021
Ketua

(Dr. Drs. Ir. Herianto, MT)
NIP. 19590621 198603 1 001



REKAPITULASI PENGGUNAAN DANA PENELITIAN

Judul : Studi Model Konstruksi dan Profil Sumur Directional di Lepas Pantai Berdasarkan Beban Mekanis Rangkaian dan Konsep Well Integrity

Skema Hibah : Penelitian Dasar

Nama Ketua : Dr. Drs. Ir. Herianto, MT

NIDN : 0021065910

Nama Anggota (1) / NIDN : Ir. P Subiatmono, MT / 0028085818

Nama Anggota (2) / NIDN : Deshinta Putri Herina Wijaya

Nama Anggota (3) / NIDN : Suto Wijoyo

Tahun Pelaksanaan : 2021

Dana Tahun Berjalan : Rp. 35.000.000

Rincian Penggunaan

1. Honorarium

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Juni	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
2	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Juni	1	Bulan	500.000	500.000
3	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Juli	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
4	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Juli	1	Bulan	500.000	500.000
5	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Agustus	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
6	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Agustus	1	Bulan	500.000	500.000
7	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan September	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
8	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan September	1	Bulan	500.000	500.000
9	Honorarium 2 Asisten Peneliti Bulan Oktober	2	Bulan	1.000.000	2.000.000
10	Honorarium Administrasi Peneliti Bulan Oktober	1	Bulan	350.000	350.000
Sub Total					12.350.000

2. Peralatan Penunjang

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Juni	4	bulan	100.000	400.000
2	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Juli	4	bulan	100.000	400.000
3	Pembayaran Sarana Komunikasi bulan Agustus	4	bulan	100.000	400.000
Sub Total					1.200.000

3. Bahan Habis Pakai

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Pembelian ATK	1	paket	106.200	106.200
2	Pembelian ATK Tinta	1	paket	300.000	300.000
3	Pembelian Flashdisk	3	buah	60.000	180.000
4	Pembelian ATK	1	paket	300.000	300.000
5	Pembayaran Jilid Laporan	1	paket	90.200	90.200
6	Pembayaran Jilid Laporan	1	paket	242.000	242.000
7	Tagihan Pembelian Konsumsi Bulan Februari	1	bulan	227.535	227.535
8	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Maret	1	bulan	795.700	795.700
9	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan April	1	bulan	542.499	542.499
10	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Mei	1	bulan	1.018.561	1.018.561
11	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Juni	1	bulan	827.800	827.800
12	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Juli	1	Bulan	297.000	297.000
13	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Agustus	1	bulan	833.750	833.750
14	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan September	1	bulan	795.000	795.000
15	Pembelian Konsumsi Rapat Bulan Oktober	1	bulan	467.800	467.800
Sub Total					7.024.045

4. Perjalanan

No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)
1	Transportasi Penelitian	1	paket	600.000	600.000
Sub Total					600.000

5. Lain-Lain


No	Uraian	Vol.	Satuan	Harga/Satuan (Rp)	Jumlah (Rp)	
1	Pembayaran Penerbitan HKI dan ISBN	1	buku	800.000	800.000	
2	Biaya Simulasi Laboratorium	1	paket	5.000.000	5.000.000	
3	Pembayaran Submit Jurnal	1	Buah	5.000.000	5.000.000	
4	Pembayaran Biaya Cetak Buku Referensi	1	paket	1.200.000	1.200.000	
5	Pembayaran Submit Prociding LPPM	1	Buah	1.827.250	1.827.250	
				Sub Total	13.827.250	
					Total Pengeluaran	35.001.295

Mengetahui
Kepala LP2M



(Dr. Hendro Widjanarko, M.M.)
NIP. 1970071112021211005

Yogyakarta, Oktober 2021
Ketua



(Dr. Drs. Ir. Herianto, MT)
NIP. 19590621 198603 1 001