



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
PARA MEJORAS EN LAS TRAYECTORIAS DE POZOS CON
ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL
CAMPO TUCUPITA**

**REALIZADO POR:
DAVID RAFAEL GONZÁLEZ FIGUEROA**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE 2013

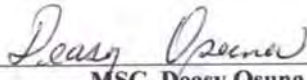


**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**


**EVALUACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
PARA MEJORAS EN LAS TRAYECTORIAS DE POZOS CON
ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL
CAMPO TUCUPITA**

**DAVID RAFAEL GONZÁLEZ FIGUEROA
CL: V- 19.859.804**

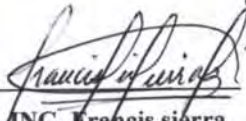
REVISADO POR:



**MSC. Deasy Osuna
Asesor académico**



**ING. Jaime Díaz
Co-Asesor académico**



**ING. Francis Sierra
Asesor Industrial**

MATURÍN, NOVIEMBRE 2013




**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**


**EVALUACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
PARA MEJORAS EN LAS TRAYECTORIAS DE POZOS CON
ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL
CAMPO TUCUPITA**

REALIZADO POR:


**DAVID RAFAEL GONZÁLEZ FIGUEROA
CI.: V- 19.859.804**

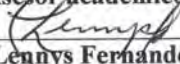
APROBADO POR:



**MSC. Deasy Osuna
Asesor académico**


**ING. Alfreida Cordova
Jurado Principal**



**ING. Jaime Diaz
Co-Asesor académico**


**ING. Lennys Fernandez
Jurado Principal**

MATURÍN, NOVIEMBRE 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “ Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

Dedicado a todas aquellas personas que me apoyaron y siempre confiaron en mí para la realización de esta meta, en especial a mi mamá Gladys Figueroa mujer constante y luchadora que nunca dudo en apoyarme. Mi padre Davio González por ser un gran pilar en todo el trayecto de mi formación académica, mis hermanos Daivirys y Jose Daniel a los cuales quiero y adoro con todo mi corazón. Mi abuela Edecia Figueroa por ser el mejor ejemplo de que el que quiere lo puede. Mis primos, tíos y demás familiares por siempre estar allí conmigo.

En fin, a todas las personas que de alguna manera contribuyeron para mi formación profesional y personal, esto es por ustedes.

David R González F

AGRADECIMIENTOS

Agradecido con dios y la virgen del valle que nunca me han desampararon. Con mi madre Gladys Figueroa y mi padre David González por confiar y apoyarme siempre, son mi más grande fuerza para seguir adelante.

Mi hermana Daivirys y mi hermano Jose Daniel que a pesar de muchas cosas son los pequeños seres que quiero y amo con todo mi corazón. A mi abuela Edecia Figueroa por ser el mejor ejemplo de mujer luchadora, paciente, siempre bendiciéndome y deseándome lo mejor del mundo y Aniceto Roberto mi abuelo por nunca desampararme. A mis primos y primas en especial a la mayor por siempre estar allí demostrándome apoyo y deseando lo mejor.

A mis amigos y amigas de los que me apoye cuando necesite y nunca dudaron en tenderme la mano, unos aun siguen aquí y otros por circunstancias ya no lo están, a ellos mis miles agradecimientos. En especial a Marihalexys, Yohana, Aurelymar, Richard pino, Ninosca, Jose A, Nairelys, Zoraya (amiga de pasantía).

A PDVSA, en especial a señor José Luis Gutiérrez por darme la oportunidad de hacer mis pasantías las cuales me han servido de mucho para la realización de esta tesis. A los ingenieros de la superintendencia de yacimiento en especial al personal del departamento de ingeniería VCD: Jose Rojas, Maribel, Aleidys, Marlen, Yohana, Eduardo, Dayana y muy en especial a Francis Sierra por ser la mejor tutora de tesis y ser mi ejemplo a seguir.

A los profesores, amigos y demás personas que en la UDO me ayudaron: Deasy Osuna, Jaime Díaz. Mil Gracias.

David R González F

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTAS DE FIGURAS	x
LISTAS DE TABLAS	xi
RESUMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.2.1 Reseña histórica.....	6
2.2.2 Ubicación geográfica.....	7
2.2.3 División del campo Tucupita.....	8
2.2.4 Estructura.....	8
2.2.5 Estratigrafía.....	9
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Perforación direccional.....	11
2.3.2 Causas de la perforación direccional.....	11
2.3.3 Tipos de pozos direccionales.....	13
2.3.4 Herramientas utilizadas en la perforación direccional.....	17
2.3.4.1 Herramientas deflectoras.....	17
2.3.4.2 Herramientas de medición.....	21
2.3.4.3 Herramientas auxiliares.....	24
2.3.5 Registros direccionales.....	27
2.3.6 Dificultades operacionales.....	28
2.3.6.1 Problemas por la hidráulica.....	28
2.3.6.2 Problemas de alto torque.....	29
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	29
CAPÍTULO III	32
MARCO METODOLÓGICO	32
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	32

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	32
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	33
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	33
3.4.1 Descripción de los planes direccionales de pozos con alto índice de dificultad direccional construidos en la plataforma PAD-1 en el Campo Tucupita.....	33
3.4.2 Análisis de las dificultades operacionales presentadas durante la construcción de los pozos perforados en la plataforma PAD-1 del Campo Tucupita.....	34
3.4.3 Determinación del rendimiento de la sarta direccional en las diferentes formaciones.....	35
3.4.4 Establecimiento de los criterios de diseño para la perforación de pozos con alto índice de dificultad direccional en el Campo Tucupita.....	35
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	36
3.5.1 Técnicas.....	36
3.5.2 Instrumentos.....	36
3.6. RECURSOS.....	37
3.6.1 Recursos humanos.....	37
3.6.2 Recursos financieros.....	37
3.6.3 Recursos materiales.....	38
CAPÍTULO IV.....	39
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	39
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PLANES DIRECCIONALES DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL CONSTRUIDOS EN LA PLATAFORMA PAD-1 DEL CAMPO TUCUPITA.....	39
4.1.1 Prognosis geológica para planificar las trayectorias.....	39
4.1.2 Pozo TUC-19.....	40
4.1.2.1 Plan direccional del pozo TUC-19.....	41
4.1.2.2 Evaluación de torque y arrastre para el pozo TUC-19.....	44
4.1.2.3 Evaluación de hidráulica para el pozo TUC-19.....	46
4.2 ANÁLISIS DE LAS DIFICULTADES OPERACIONALES PRESENTADAS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN LA PLATAFORMA PAD-1 EN EL CAMPO TUCUPITA.....	49
4.2.1 Pozo TUC-19.....	49
4.3 DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA SARTA DIRECCIONAL EN LAS DIFERENTES FORMACIONES.....	54
4.3.1 Comportamiento del BHA utilizado para el pozo TUC-19.....	54
4.3.2 Incidencias geológicas.....	57
4.4 ESTABLECIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL CAMPO TUCUPITA.....	58
4.4.1 Escenarios para mejorar diseño de las trayectorias.....	58

4.4.2 Exigencias de las trayectorias para establecer el diseño de la BHA direccional para el pozo TUC-40H1	63
4.4.3 Diseño de BHA direccional para el pozo TUC-40H1	65
CAPÍTULO V.....	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
5.1 CONCLUSIONES.....	69
5.2 RECOMENDACIONES	70
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	72
APÉNDICES.....	74
HOJAS DE METADATOS.....	111



LISTAS DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Ubicación geográfica del Campo Tucupita.....	7
Figura N° 2.2 Yacimientos del Campo Tucupita.....	8
Figura N° 2.3 Columna estratigráfica del Campo Tucupita.....	10
Figura N° 2.4 Causas de la perforación direccional.....	13
Figura N° 2.5 Pozo tipo tangencial.....	14
Figura N° 2.6 Pozos tipo "S".....	15
Figura N° 2.7 Pozo inclinado y horizontal.....	16
Figura N° 2.8 Desviación del hoyo usando el chorro en la mecha.....	17
Figura N° 2.9 Desviación del hoyo con cuchara recuperable.....	18
Figura N° 2.10 Herramienta, ruptura del revestidor y desviación.....	18
Figura N° 2.11 Turbinas de fondo y alabes.....	19
Figura N° 2.12 Configuración del motor de desplazamiento positivo.....	20
Figura N° 2.13 Configuración del sistema de rotación continua.....	21
Figura N° 2.14 Tipos de estabilizadores más usados.....	24
Figura N° 2.15 Drill collar.....	25
Figura N° 2.16 Hevi- Wate.....	26
Figura N° 2.17 Camisa desviada.....	27
Figura N° 4.1 Plan direccional del pozo TUC-19.....	41
Figura N° 4.2 Sección vertical del plan direccional del pozo TUC-19.....	42
Figura N° 4.3 Índice de dificultad direccional planificado pozo TUC-19.....	43
Figura N° 4.4 Torque y arrastre pozo TUC-19 planeado.....	45
Figura N° 4.5 Hidráulica del pozo TUC-19 planeada.....	48
Figura N° 4.6 Índice de dificultad direccional real pozo TUC-19.....	49
Figura N° 4.7 Torque y arrastre de el pozo TUC-19 real.....	51
Figura N° 4.8 Hidráulica del pozo TUC-19 real.....	53
Figura N° 4.9 Mapa estructural del Campo Tucupita.....	57
Figura N° 4.10 Plan direccional para propuesta con KOP somero.....	59
Figura N° 4.11 Sección vertical para propuesta con KOP somero.....	60
Figura N° 4.12 Índice de dificultad direccional para KOP somero.....	60
Figura N° 4.13 Plan direccional para propuesta con KOP profundo.....	61
Figura N° 4.14 Sección vertical para propuesta con KOP profundo.....	62
Figura N° 4.15 Índice de dificultad direccional de la propuesta con KOP profundo.....	62
Figura N° 4.16 Propuesta de BHA para trayectoria de pozo TUC-40H1.....	66
Figura N° 4.17 Torque y arrastre para el pozo TUC-40H1.....	67
Figura N° 4.18 Hidráulica del pozo TUC-40H1.....	68

LISTAS DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Información geológica del Campo Tucupita	10
Tabla N° 4.1 Información general del pozo TUC-19.....	40
Tabla N° 4.2 Parámetros planificados para las trayectorias.....	43
Tabla N° 4.3 Evaluación de torque para los pozos en la plataforma PAD-1	46
Tabla N° 4.4 Evaluación de hidráulica para los pozos de la plataforma PAD-1	48
Tabla N° 4.5 Problemas por alto torque para los pozos en la PAD-1	52
Tabla N° 4.6 Problemas por la mala limpieza del hoyo.....	54
Tabla N° 4.7 Rendimiento en las diferentes formaciones según el pozo.....	56





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN PARA
MEJORAS EN LAS TRAYECTORIAS DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE
DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL CAMPO TUCUPITA**

Autor:

DAVID GONZÁLEZ
C.I. 19859804
OCTUBRE, 2013

Asesores:

MSC.DEASY OSUNA
ING. JAIME DÍAZ
ING.FRANCIS SIERRA

RESUMEN

Dentro del plan de explotación y perforación de la Empresa Mixta Petrodelta, S.A., se tiene planificado la construcción de un (1) nuevo pozo (TUC-40H1) en la plataforma PAD-1 ubicada en el Campo Tucupita, donde se encuentran perforados cuatro (4) pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21). En vista de las dificultades direccionales generadas durante la construcción de estos pozos, los tiempos no productivos y costos asociados, se tuvo la necesidad de evaluar las actividades de perforación para mejorar el diseño de las trayectorias de pozos con alto índice de dificultad direccional. Para este estudio se analizaron los pozos tomando en cuenta los valores de índices de dificultad direccional que presentaron al momento de la planificación, como parámetro crítico de comparación entre trayectoria planificada y real, considerando la estratigrafía local, el desplazamiento de las coordenadas norte-sur o este-oeste, el desplazamiento vertical y punto de asentamiento de la bomba, se evaluaron el torque, arrastre y limpieza de l poz o. Se identificó el sistema de perforación de fondo utilizado y su rendimiento a los diferentes niveles en las formaciones que se atravesó durante la perforación. Finalmente se definieron criterios que permitan mejorar el diseño de las trayectorias direccionales, donde se plantearon dos (2) escenarios: el primero fue ubicar el punto de desvío lo más somero posible donde se va a contar con un desplazamiento vertical mucho mayor minimizando los altos ángulos de severidad y la tortuosidad. El segundo escenario fue colocar el KOP lo más profundo lo que disminuiría el porcentaje de deslizamiento con mayor grado de severidad y menor grado de giro. Considerando las trayectorias planteadas luego se propuso un diseño de BHA que permitirá alcanzar las trayectorias propuestas y disminuirá los problemas operacionales que pueden generarse durante la construcción de los nuevos pozos.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la Empresa Mixta Petrodelta, S.A, está explotando yacimientos en los campos maduros Temblador, Uracoa, Tucupita, Bombal, Isleño y El Salto. Estos campos comparten la misma estructura básica, propiedades de yacimientos y características mayormente constituidos por crudo pesado y extrapesado. Están ubicados en áreas muy susceptibles a daños ambientales, actividades agropecuarias y ecosistemas frágiles, lo cual dificulta muchísimo la construcción de plataforma en diferentes áreas. Debido a las pocas reservas recuperables remanentes y bajas tasas de producción de petróleo de los pozos, es necesario optimizar los recursos existentes en los campos, siendo de vital importancia la máxima utilización de las infraestructuras existentes.

La técnica de perforación agrupada (macollas), ha sido utilizada exitosamente permitiendo explotar reservas de hidrocarburos que no se hubiesen podido recuperar con técnicas convencionales. Requiere de la técnica de perforación direccional para construir los pozos propuestos, a fin de maximizar la rentabilidad de la perforación en los campos maduros. Por lo que es necesario construir pozos horizontales con la intención de perforar los horizontes productivos en una gran extensión y no limitarse solo al espesor neto de la arena.

En el plan de negocios de la Empresa Mixta Petrodelta, S.A, se considera la construcción de pozos horizontales en el Campo Tucupita desde una plataforma ya existente PAD-1 así se minimizarían costos de perforación, para lo cual se requiere una evaluación previa de los pozos existentes analizando las dificultades para su construcción, determinar el rendimiento de la sarta utilizada, definir criterios de planificación y establecer el emblaje direccional que permita alcanzar las trayectorias propuestas.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La perforación agrupada (macolla) es una técnica moderna para la construcción de pozos desde una misma plataforma, permitiendo explotar reservas de hidrocarburos que no se hubiesen podido recuperar con técnicas convencionales. Requiere de la perforación direccional para alcanzar los objetivos propuestos a fin de maximizar la rentabilidad de la perforación.

En Venezuela, esta técnica ha sido adoptada por la industria petrolera para establecer el esquema de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco, debido a que se adapta a los escenarios de desarrollo que permiten incrementar la producción y ahorrar costos. Los campos asignados a la Empresa Mixta Petrodelta, S.A., tienen gran densidad de pozos y sus yacimientos por lo general son de crudos pesados y extrapesado con arena de poco espesor, por lo que la perforación de pozos horizontales permitiría incrementar la producción.

Muy a menudo las trayectorias son creadas para ser perforadas desde plataformas donde existe una alta densidad de pozos evitando colisiones entre estos, campos ubicados en áreas muy susceptibles a daños ambientales, actividades agropecuarias, ecosistemas frágiles, y las características geológicas estructurales que no permiten mover los objetivos según la geología. Lo cual dificulta la construcción de plataformas en las diferentes áreas del campo y como consecuencia se generan pozos direccionales altamente complejos y tortuosos.

El campo Tucupita no se aleja de esta realidad debido a que dentro del plan de

explotación y perforación se tiene planificado la construcción de un nuevo pozo (TUC-40H1) en la plataforma PAD-1 ubicada en Isla de Guara donde se encuentran perforados cuatro (4) pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21). En vista de las dificultades direccionales generadas durante la construcción de estos pozos, los tiempos no productivos y costos asociados, se tiene la necesidad de evaluar las actividades de perforación para mejoras en las trayectorias de pozos con alto índice de dificultad direccional en el Campo Tucupita.

1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar las actividades de perforación para mejoras en las trayectorias de pozos con alto índice de dificultad direccional en el Campo Tucupita

1.2.2 Objetivos específicos

- ▲ Describir los planes direccionales de pozos con alto índice de dificultad direccional construidos en la plataforma PAD-1 en el Campo Tucupita.
- ▲ Analizar las dificultades operacionales presentadas durante la construcción de los pozos perforados en la plataforma PAD-1 en el Campo Tucupita.
- ▲ Determinar el rendimiento de la sarta direccional en las diferentes formaciones.
- ▲ Establecer los criterios de diseño para la perforación de los pozos con alto índice de dificultad direccional en el Campo Tucupita

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La campaña de re-inicio de actividades de perforación en el Campo Tucupita, incluye la construcción de un pozo productor en la plataforma PAD-1, este pozo ha sido ubicado para continuar con el programa de desarrollo y explotación de las reservas remanentes del yacimiento Oficina-40. Esta nueva campaña de perforación tiene como meta, incrementar la producción de petróleo, para aprovechar la nueva capacidad de transporte de mayor volumen de crudo; obtenida con la culminación del oleoducto Tucupita – Estación UM-01 y la capacidad de tratamiento disponible en la estación de Tucupita.

Actualmente se ha permitido que se realicen estudios de planificación, seguimiento y ejecución de los planes de perforación de pozos adyacentes antes perforados, pudiendo así evitar costos innecesarios por los problemas operacionales que se generan en la perforación de pozos direccionales altamente complejos. Donde se hace importante evaluar las actividades de perforación realizadas con el fin de crear criterios que permitan aportar mejoras para ser tomadas en cuenta en las futuras campañas de perforación a realizar en el Campo Tucupita.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Acosta, J. (2007). Realizó un trabajo titulado: **“Evaluación de las actividades de perforación direccional en el pozo horizontal MFB-737, Campo Bare, distrito social San Tomé, Estado Anzoátegui”**. Este trabajo consistió en la evaluación de las actividades de perforación direccional de l po zo M FB-737 perteneciente a l a localización MFB-AWM, con el objeto de determinar por qué las actividades reales varían del diseño del pozo, con el fin último de optimizar las operaciones. Para ello se realizó un estudio que comprendió, la descripción del perfil direccional del pozo y los ensamblajes de fondo propuestos, para compararlos con los reales; un análisis de los problemas operacionales y por último la validación de las actividades. Esto sirvió de base pa ra de finir es estrategias ope racionales pa ra pr oyectos f uturos de l ár ea, se concluyó que en secciones horizontales muy extensas el peso sobre la mecha no es efectivo y se propuso un diseño de sarta para mejorar la efectividad del mismo. En la realización de l a pr esente i nvestigación aportó la i nformación teórica y d e procedimiento necesaria para el logro de los objetivos.

Marval, L. (2007). Realizó un trabajo titulado: **“Análisis de los registros direccionales realizados en el Campo Lagunillas del Estado Zulia”**. Este trabajo consistió en el a nálisis de los r egistros di reccionales r ealizados e n el c ampo Lagunillas del estado Zulia. Para ello fue necesaria la identificación de los pozos, la explicación de los procedimientos y las técnicas empleadas para la realización de los registros di reccionales así com o la ve rificación de cada uno de l os parámetros obtenidos en cada trabajo ejecutado. Finalmente se procedió al realizar el análisis de

los resultados de los registros direccionales realizados en el Campo Lagunillas. Permitted concluir que la interferencia magnética afecta los valores de los parámetros de los registros en hoyos entubados, los valores de B_{tot} , G_{tot} fuera del rango de aceptación indican que la herramienta se encontró en movimiento a la hora de tomar los registros. En la presente investigación sirvió para entender los procedimientos con los que se desarrollan los registros de actividades direccionales.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Reseña histórica

El Campo Tucupita inició su producción en el año 1945, e estuvo produciendo por 40 años hasta 1987. En 1996 Bonton Vinccler C.A., reinició la producción del mismo con la perforación y completación de los pozos TEX-59 hasta el TEX-68 y con la reactivación de pozos que hasta la fecha se mantenían suspendidos y/o inactivos, más adelante en el año 2001 para continuar con el desarrollo del campo y para tener una mejor transferencia del crudo entre los Campos de Tucupita y Uraoa se construyó un oleoducto desde Tucupita hasta las instalaciones de proceso en el Campo Uraoa (Estación de Flujo UM-01) (Programa de perforación 2013 E M. PETRODELTA. S.A).

Actualmente se mantienen veintidós (22) pozos activos en el Campo Tucupita, con una producción acumulada al 31/10/2012 de 92,798 MMBN de petróleo; 29,970 MMMPCN de gas y 535,24 MMBIS de agua. El programa de desarrollo del Campo Tucupita en el año 2013 tiene programado la perforación y completación de un (1) pozo para final del año con la finalidad de maximizar su recuperación de petróleo (Programa de perforación 2013 EM. PETRODELTA. S.A).

2.2.2 Ubicación geográfica

El campo Tucupita como se muestra en la figura 2.1 se encuentra junto a la ciudad de Tucupita al este del Campo Uracoa, en los límites entre el Estado Delta Amacuro y el Estado Monagas en el oriente de Venezuela. Tiene una extensión aproximada de 73,51 Km². (González J, 1980)

Forma parte de la Sub-cuenca de Maturín que constituye la principal área petrolífera altamente prospectiva de la Cuenca Oriental de Venezuela, ubicada en el borde norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área se desarrolla en el lado Norte de una falla de rumbo N-E de nominada falla principal de Tucupita. (González J, 1980)

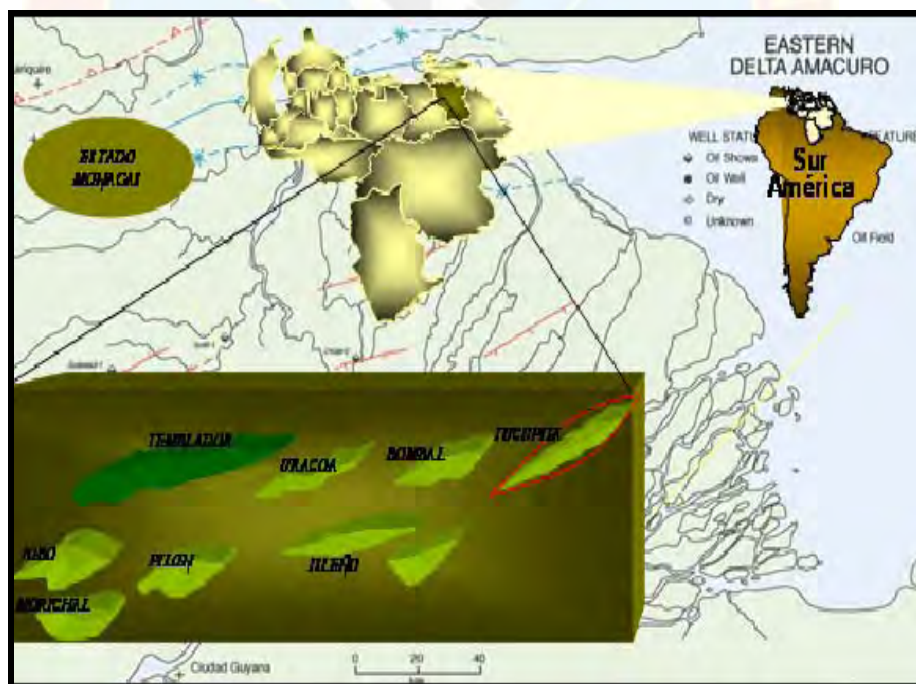


Figura N° 2.1 Ubicación geográfica del Campo Tucupita

Fuente: Programa de perforación 2013 EM. PETRODELTA. S.A

2.2.3 División del campo Tucupita

Se han perforado ciento veintiuno (121) pozos, de los cuales: ciento veinte (120) son de desarrollo y uno (1) exploratorio. Durante la campaña de perforación de 1995 fueron perforados noventa y seis (96) pozos de desarrollo. Desde 1996-1998 se perforaron diez (10) pozos de desarrollo y en la campaña 2002-2003 se perforaron catorce (14) pozos, los cuales se mantienen distribuidos en dos 2 yacimientos un prospecto, siendo el yacimiento Oficina 40 el más grande. (Benton Vinccler, 2004)

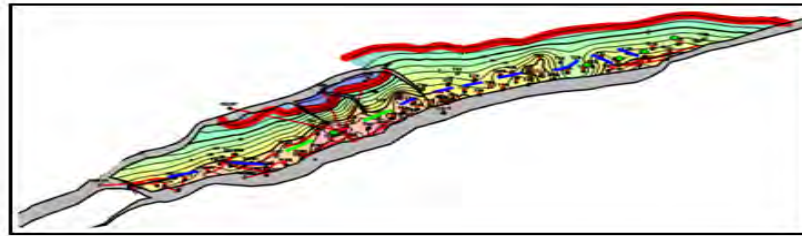


Figura N° 2.2 Yacimientos del Campo Tucupita

Fuente: Benton Vinccler, 2004

2.2.4 Estructura

El Campo Tucupita se encuentra sobre un monoclinal de rumbo N 70° E, donde el basamento desciende suavemente (4° a 5°) hacia el norte, cortado por fallas normales escalonadas de dirección general N-E. La mitad de las fallas buza al sur, limitando los yacimientos. En los bloques levantados se produjo el arqueamiento que constituye factor para la acumulación de los hidrocarburos. (Osmary F, 2012)

El entrapamiento estratigráfico adquiere cierta importancia en los bordes este y oeste de los yacimientos, debido al acunamiento lateral de las arenas. El movimiento estructural se ha ubicado en el Mioceno Superior y Plioceno Inferior, puesto que las fallas afectan la formación Las Piedras Inferior y Medio y se

profundizan dentro de la base samento. El buzamiento alcanza 55° y 65° con un desplazamiento máximo de 400 pies. Existen frecuentes fallas normales transversales menores que constituyen una barrera de acumulación. (Osmar F, 2012)

2.2.5 Estratigrafía

Benton Vincler (2004) señala que existen cuatro (4) grandes unidades sedimentarias que conforman la columna estratigráfica del Campo Tucupita con características estratigráficas y litológicas diferentes como se muestra en la figura 2.3.

Formación Mesa-Las Piedras: de edad Plioceno, está compuesta por arenas de grano grueso, semiconsolidadas, intercaladas con lutitas, limolitas y lignito. Las arenas contienen agua dulce, con espesores que varían entre 20 a 100 pies. (Benton Vincler, 2004)

Formación Freites: de edad Mioceno, está formada por arenas cuarzosas interdigitadas con limolitas hacia el tope. Se caracteriza por tener una sección gruesa de lutitas altamente reactivas hacia la base. (Benton Vincler, 2004)

Formación Oficina: de edad Oligoceno-Mioceno, tiene un espesor promedio de 500 pies y se encuentran ubicadas las arenas productoras de hidrocarburos. Son arenas poco consolidadas, con permeabilidades de hasta 5000 mD e intercalaciones de lutitas y limolitas, que se depositaron en un ambiente fluvio-deltaico. (Benton Vincler, 2004)

Grupo Temblador: está conformado por lutitas grises, duras a medias duras, intercaladas por areniscas de grano grueso, pobremente sorteadas y arcillosas. (Benton Vincler, 2004)

El basamento: conformado por granito gris claro, micáceo, feldespático y muy duro o esquistos también de color gris. Es fácilmente reconocido durante la perforación por la disminución de la tasa de penetración. (Benton Vincler, 2004)

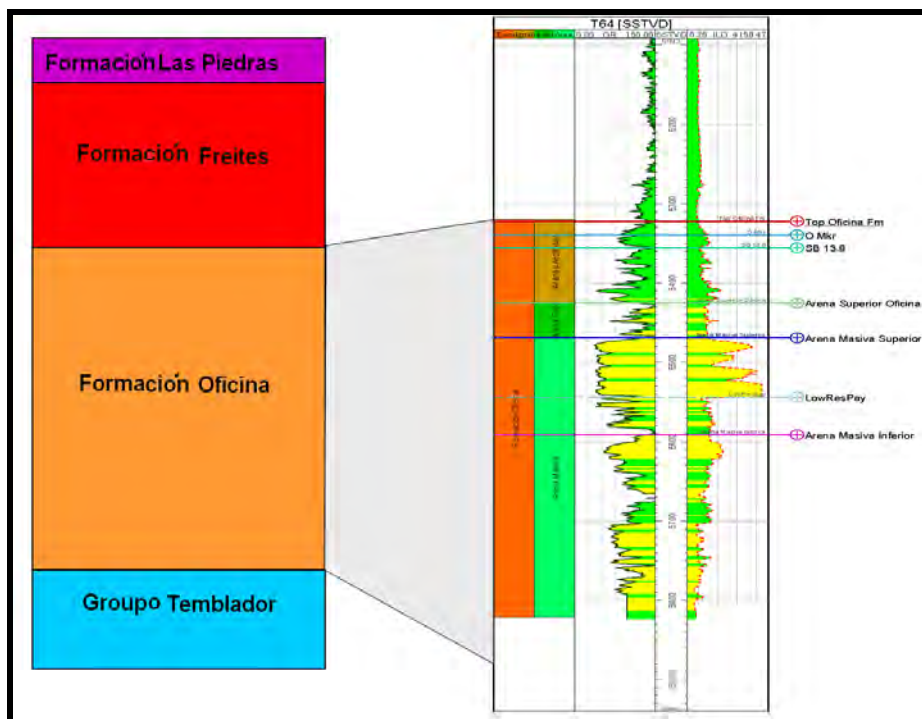


Figura N° 2.3 Columna estratigráfica del Campo Tucupita

Fuente: Benton Vincler, 2004

Tabla N° 2.1 Información geológica del Campo Tucupita

Formación	Profundidad (Topes TVD en pies)	Inclinación (°)	Presión (lpc absoluta)
Mesa/Las Piedras	0	0	0
Freites	4384	12,60	1903
Oficina	5383	65,71	2336
Arenas de Oficina	5493	81,17	2382
TD	5510	90,00	2389

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Perforación direccional

Es el esfuerzo de ingeniería para desviar un hoyo a lo largo de una trayectoria planeada hacia un objetivo a cierta profundidad en el subsuelo cuya ubicación está a una distancia lateral dada y en una dirección de finida, a partir de la posición superficial. Se diseñan trayectorias que consiste en el recorrido que realiza el pozo desde el punto de origen en superficie hasta el punto final de la perforación que se reflejan en el perfil direccional, la descripción de esta trayectoria planeada en un plano de dos dimensiones. Con la aplicación de esta técnica se puede perforar un pozo direccionalmente hasta lograr un rango entre 80° y 90°. (Gorgones I, 2004)

2.3.2 Causas de la perforación direccional

Entre las causas principales por lo que se requiere perforar de la perforación direccional:

Localizaciones inaccesibles: son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalaciones tales como parques, edificios etc. Justo encima de la zona a explotar, o condiciones naturales que dificultan el acceso como son ríos lagunas, pantanos o en último caso áreas urbanas, zona agrícola, etc. (Antepara C, 2012)

Domos de sal: donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal o por razones operacionales no se desea atravesar un domo de esta naturaleza. (Antepara C, 2012)

Formaciones con fallas: el yacimiento está dividido por varias fallas que se han originado durante la compactación del mismo. (Antepara C, 2012)

Múltiples de pozos desde una misma plataforma: desde la misma plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo en construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción, Ejemplo: perforaciones costa fuera. (Antepara C, 2012)

Pozos de alivio: es aquel que se perfora para controlar un pozo en situación de reventón, mediante el pozo de alivio se contrarrestan las presiones que causaron el reventón y puede inclusive matarse el pozo incendiado, llenándolo de lodo o cemento a nivel de subsuelo. (Antepara C, 2012)

Desviación de un hoyo perforado originalmente (side track): es el caso de un pozo en proceso de perforación que no marcha según la trayectoria programada, bien sea por problemas de operaciones o por fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas. Ejemplo cuando no se puede recuperar un pescado, o en zonas con alto buzamiento. (Antepara C, 2012)

Pozos geotérmicos: se aplica en los sitios donde la disponibilidad de aguas termales permite el aprovechamiento de estas temperaturas para generar energía y ahorro de combustibles fósiles. (Antepara C, 2012)

Diferentes arenas múltiples: cuando se atraviesa un yacimiento de varias arenas con un mismo pozo, ello permite la explotación simultánea o alterna de estas arenas con el ahorro del número de pozos a ser perforados, con el consecuente ahorro en el monto de la inversión inicial. (Antepara C, 2012)

Aprovechamiento de mayor espesor del yacimiento: en yacimientos atravesados por el pozo en forma horizontal. (Antepara C, 2012)

Desarrollo múltiple de un yacimiento: cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible, o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/ agua. (Antepara C, 2012)

Económicas: también puede ser el resultado económico de perforar un territorio continental hacia costa afuera o para la extracción de minerales. Una expresión tipo axioma dentro de la industria petrolera establece lo siguiente; la única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. (Antepara C, 2012)



Figura N° 2.4 Causas de la perforación direccional

Fuente: Antepara C, 2012

2.3.3 Tipos de pozos direccionales

Existen varios tipos de pozos direccionales con distintas características que se pueden clasificar dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación y estos pueden ser:

Tipo tangencial: la desviación de seada es obtenida a una profundidad relativamente llana, esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo, lo que

permite la configuración de una curva sencilla, a lo largo de un rumbo fijo con un ángulo moderado. (Ante para C, 2012)



Figura N° 2.5 Pozo tipo tangencial

Fuente: Ante para C, 2012

Tipo “J”: este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos. Tiene una sección de construcción de ángulo permanente desde el punto de entrada hasta el punto final. (Ante para C, 2012)

Tipo “S”: en este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:

- **“S”:** este modelo de pozo está constituido por: una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°). (Ante para C, 2012)

- **“S” especial:** constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo. (Ante para C, 2012)

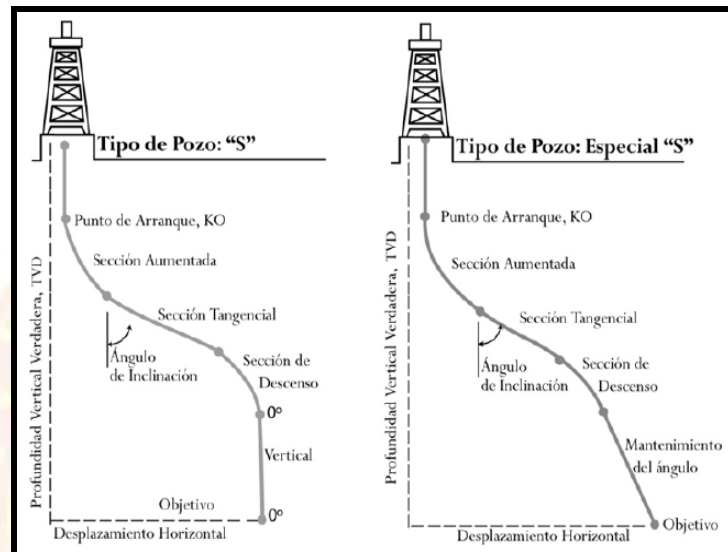


Figura N° 2.6 Pozos tipo “S”

Fuente: Ante para C, 2012

Inclinados: inician desde su superficie con un ángulo de desviación constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados, la desviación deseada es obtenida después de una sección vertical y se mantiene constante hasta el objetivo. (Ante para C, 2012)

Horizontales: son pozos perforados horizontalmente, con ángulo no menor de 86° o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, con la finalidad de tener mayor área de producción. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales, cada uno con técnicas

especiales y en función directa con la tasa de incremento de ángulo y de desplazamiento horizontal. (Antepara C, 2012)

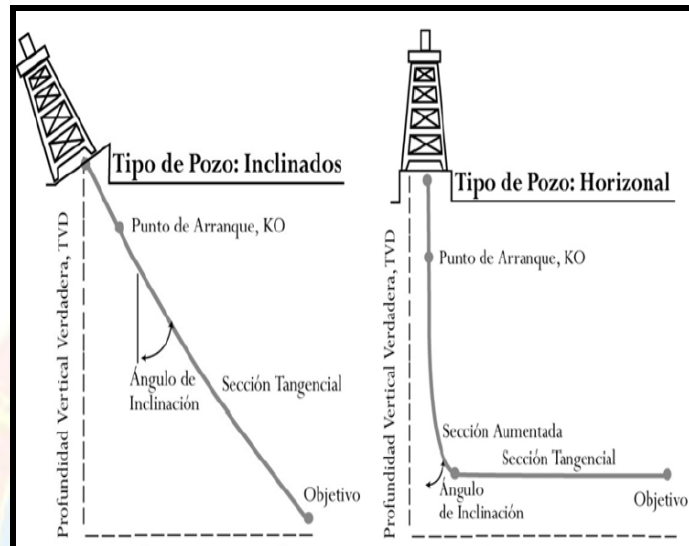


Figura N° 2.7 Pozo inclinado y horizontal

Fuente: Antepara C, 2012

Reentradas: son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose reperfilar un nuevo hoyo, utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser perforada con una sección vertical o direccional dependiendo del caso. (Antepara C, 2012)

Multilaterales: consiste básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas de hidrocarburos. (Antepara C, 2012)

2.3.4 Herramientas utilizadas en la perforación direccional

2.3.4.1 Herramientas deflectoras

Son aquellas que se encargan de dirigir el hoyo en el sentido planificado y predeterminado. Estas pueden ser:

Mecha de perforación: son de tamaño convencional, pudiendo tener una configuración de salida del fluido a través de sus orificios, con uno o dos chorros de mayor tamaño y uno ciego, o dos ciegos y uno de gran tamaño. La fuerza hidráulica generada por el fluido erosiona una cavidad en la formación, lo que permite dirigirse en esa dirección, haciendo que el pozo se separe de la vertical. Este método es generalmente usado en formaciones semi-blandas y blandas (Molero J, 2011).

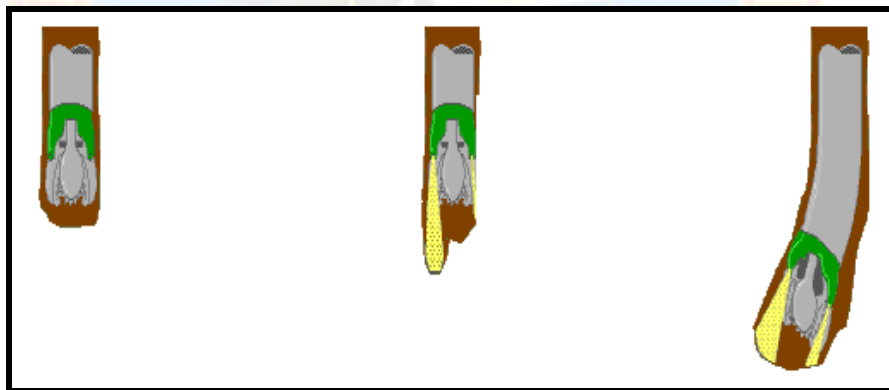


Figura N° 2.8 Desviación del hoyo usando el chorro en la mecha

Fuente: Molero J, 2011

Cuchara recuperable: utilizada para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente para perforar al lado de tapones de cemento o cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación. Además

posee una punta de cincel en el extremo para evitar cualquier giro de la herramienta y anexo de un tubo portamecha en el tope a fin de rescatar la herramienta, como se muestra en la figura. (Molero J, 2011)

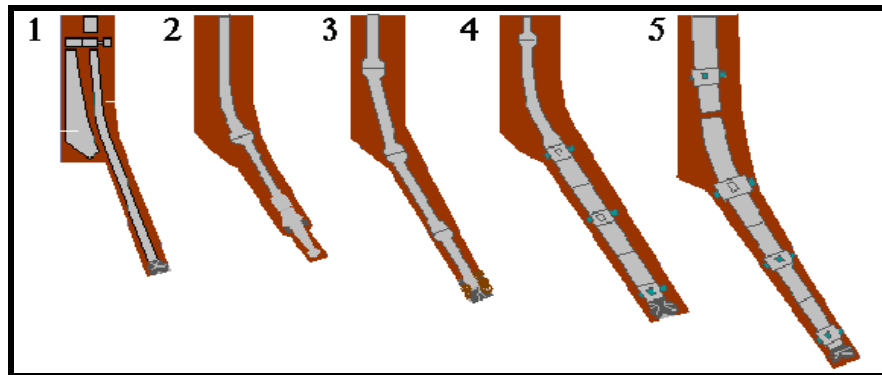


Figura N° 2.9 Desviación del hoyo con cuchara recuperable

Fuente: Molero J, 2011

Cuchara permanente: este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor. Un mecanismo energizador es fijado a un conjunto que consta de una fresa inicial, un subde orientación y Componentes de la sarta de perforación. (Molero J, 2011)

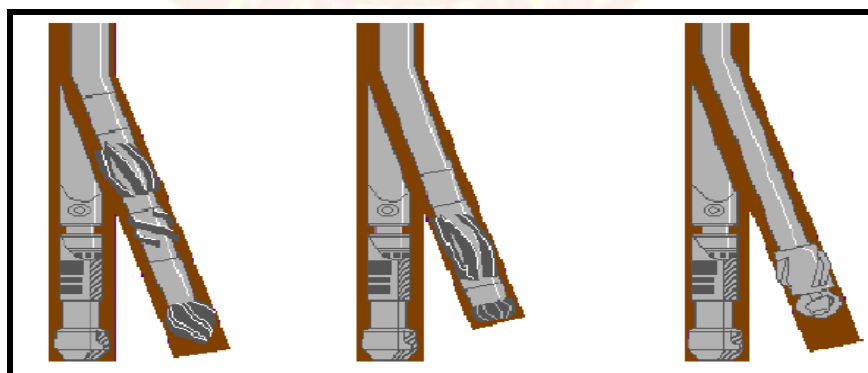


Figura N° 2.10 Herramienta, ruptura del revestidor y desviación

Fuente: Molero J, 2011

Junta articulada: utilizada en el pasado para iniciar la desviación del pozo, sin necesidad del uso de una cuchara. Puede perforar un ángulo con relación del eje de la sarta, lo cual nos daría una separación del eje vertical. Una de su desventaja es que no permite realizar algún tipo de orientación durante la perforación. Actualmente esta herramienta fue sustituida por una camisa desviada. (Molero J, 2011)

Turbina de fondo: unidad axial de multi-etapa, la cual permite crear transmisión de potencia o torque a la mecha o broca. Esto permite que la misma gire sin tener movimiento la sarta de perforación, su comportamiento es similar al motor de desplazamiento positivo. El fluido de perforación pasa y choca internamente, haciendo que se cree una alta velocidad de rotación, mayor inclusive que la del motor de desplazamiento positivo. Es utilizada en formaciones de tendencia semi-duras a duras, la cual requiere en algunos casos mechas o broca con un mecanismo de corte por abrasión o fricción, para lo cual se requiere de alta rotación. En ambos casos (motor de desplazamiento positivo o turbina de fondo) necesita tener una junta desviada de su eje axial o una camisa desviada, que permita crear el ángulo de inclinación inicial y orientar el hoyo al objetivo planificado. (Molero J, 2011)

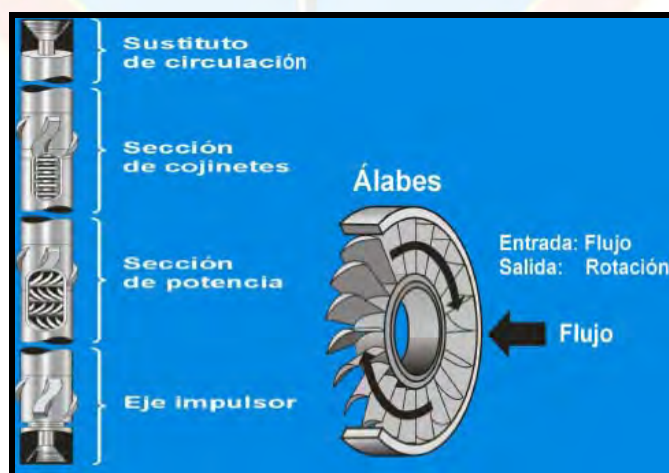


Figura N° 2.11 Turbinas de fondo y alabes

Fuente: Molero J, 2011

Motor de desplazamiento positivo: es un motor helicoidal de dos o más etapas que consta adicionalmente con una válvula de descarga, un conjunto de bielas, cojinetes y ejes. Posee una cavidad en forma de espiral forrada en caucho, conocida como estator y una sección transversal helicoidal conocido como rotor. El fluido de perforación entra en la cavidad espiral y hace que el rotor se desplace y gire, generando una fuerza de torsión que se transmite a la mecha. Siempre existirá una diferencia entre el espacio ocupado por el rotor con respecto al estator. Una de las características importante al momento de seleccionar un motor de fondo, es decidir que se desea obtener de él, si más RPM ó mayor potencia. Esto dependerá de las características de la formación que se desea atravesar, esta información es de sumo interés para el Ingeniero de diseño del motor. (Molero J, 2011)

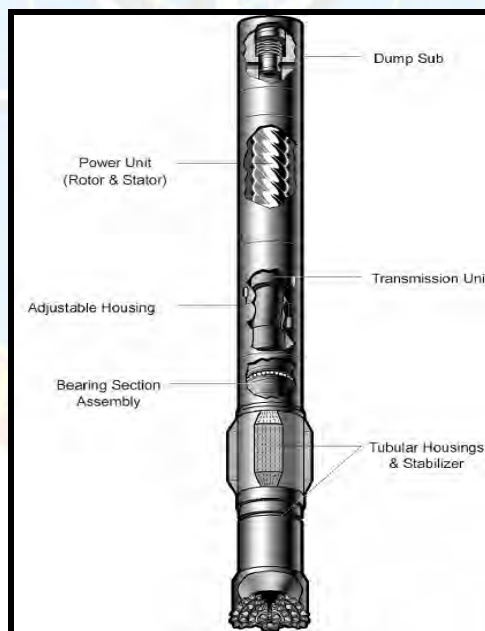


Figura N° 2.12 Configuración del motor de desplazamiento positivo

Fuente: Molero J, 2011

Sistema de rotación continua: es un equipo utilizado dentro de la perforación direccional y el cual posee una serie de ventajas en lo relativo a la construcción,

disminución y mantenimiento de ángulo, considerando siempre el movimiento de toda la sarta. Sin duda un equipo de muchas ventajas en cuanto a su mejoría notable de la ROP, mayor tasa de penetración, mejor limpieza del hoyo, curvas más suaves y menor riesgo de pegas. (Molero J, 2011)

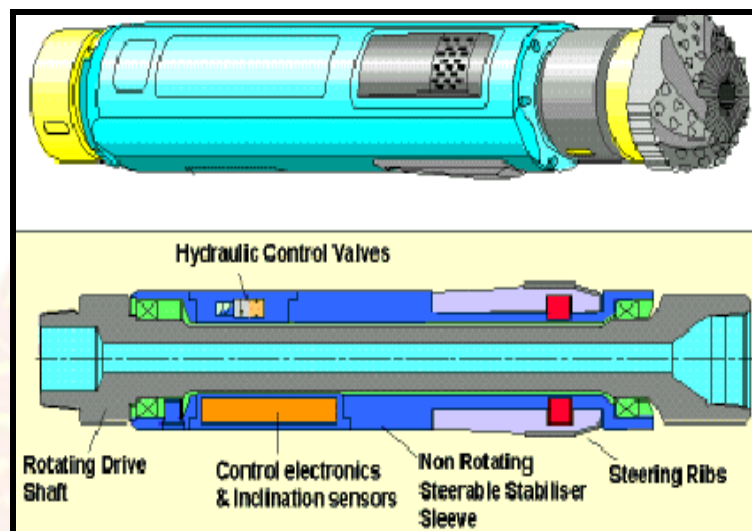


Figura N° 2.13 Configuración del sistema de rotación continua

Fuente: Molero J, 2011

2.3.4.2 Herramientas de medición

Son aquellas necesarias para predeterminedar la dirección e inclinación del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta. Tales como:

Totco o péndulo invertido: uno de los instrumentos de medición más elementales y sencillo existentes, con el cual se logra obtener única y exclusivamente la inclinación o desviación del hoyo. De uso común en pozos verticales, el mismo consta de tres partes principales:

- ▲ Péndulo: En posición invertida que descansa sobre un fulcro de zafiro, a fin de permanecer en posición vertical. En su punta superior está conformado por una aguja con punta de acero
- ▲ Disco: Marcado con círculos concéntricos, los cuales representan los grados de inclinación o desviación del hoyo
- ▲ Mecanismo de tiempo: Reloj preparado y activado que permite que el instrumento pueda llegar al lugar donde se desea tomar la lectura de inclinación.

Un breve lapso de margen dará tiempo para que el péndulo este en posición de descanso al tomar la lectura. (Molero J, 2011)

Single shot (registro de toma sencilla, por su significado en español): es una herramienta de toma sencilla la cual se usa para registrar simultáneamente la dirección magnética del rumbo del pozo sin entubar y la inclinación con relación a la vertical. Al principio constaba de tres unidades básicas: Un cronómetro o sensor de movimiento, una cámara y un indicador de ángulo. Usualmente es bajado con guaya, aunque puede ser lanzado dentro de la tubería. Dado que es una lectura magnética, requiere instalarse dentro de una barra que proteja cualquier interferencia magnética, esta barra es conocida como K-Monel o simplemente Monel. De uso común en pozos verticales, en la cual su utilización forma parte del programa de perforación como un medio para constatar la trayectoria del pozo y hacer los correctivos que se requieran. (Molero J, 2011)

Multi shot (tomas de múltiples por su significado en español): es una herramienta que de terminal a dirección e inclinación del pozo a diferentes profundidades. Debe utilizarse dentro de una barra monel y es ideal para comprobar las lecturas de los single shot y poder hacer las correcciones de la trayectoria a tiempo. El tiempo debe ser programado, a fin que durante un viaje con la tubería a la

superficie, puede tomarse varias lecturas y conocer las distintas posiciones de la trayectoria del pozo. Al igual que el Single Shot, la posición del plato receptor donde anclará la herramienta debe ser diseñado de acuerdo a la zona donde se perfora el pozo en cuestión, pudiendo en algunos casos utilizarse más de 30 pies de barra monel. (Molero J, 2011)

Medidas de fondo durante la perforación (MWD, por sus siglas en ingles): permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo en cuanto a su inclinación y dirección. Algunas de sus ventajas principales son: Mejora el control y determinación de la posición de la mecha o broca, reduce el tiempo de registros o surveys, reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial, reduce anticipadamente por efecto de corrección de la trayectoria del pozos posibles patas de perro severas, reduce considerablemente el número de correcciones con motores de fondo en los pozos. Las herramientas envían las señales utilizando para ello pulsos a través del fluido de perforación. Es sensible a ruidos o vibraciones, para lo cual es necesario un acoplamiento previo a los equipos de superficie pertenecientes al taladro. (Molero J, 2011)

Giroscopio: herramienta versátil de toma sencilla y múltiple, que permite de una manera segura obtener la dirección e inclinación del pozo. Sus lecturas de dirección no tienen interferencia por presencia de metales cercanos a ella. La variabilidad de su uso la hace ser una de las más ventajosas de las herramientas de medición y sus aplicaciones pueden ser: toma sencilla y múltiple dentro de la sarta de perforación o de revestimiento, tomas o registros en pozos horizontales y orientación de núcleos. (Molero J, 2011)

2.3.4.3 Herramientas auxiliares

Son aquellas que forman parte de la sarta de perforación y en la cual su utilidad y posición en la misma variará dependiendo del uso durante la perforación del pozo. Tales como:

Estabilizadores: tiene como función principal evitar el acercamiento de la sarta de perforación a las paredes del hoyo, así mismo evitar perforar un hoyo en forma escalonada. Los estabilizadores distribuidos en la sarta de perforación en posiciones específicas con respecto a la muela o broca, permite el control de la desviación para aumentar, mantener y disminuir el ángulo de inclinación del pozo. Entre los más comunes están:

- ▲ Camisa Reemplazable: valioso en donde la logística es un problema
- ▲ Cuchilla Soldada: para pozos diámetro grande y en formaciones blandas
- ▲ Cuchilla Integral: durabilidad máxima para aplicaciones rudas. Los de mayor uso en la actualidad
- ▲ Camisa no rotaria: para formaciones muy duras o abrasivas
- ▲ Escariador de rodillos Para formaciones duras.(Molero J, 2011)

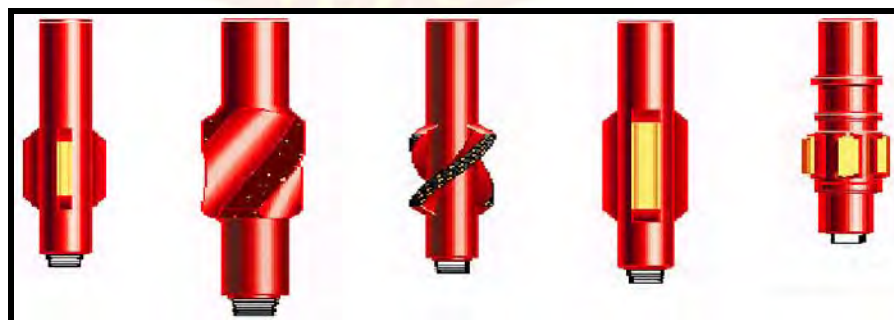


Figura N° 2.14 Tipos de estabilizadores más usados

Fuente: Molero J, 2011

Portamecha o drill collars (barras o botellas): herramienta la cual proporciona el peso requerido sobre la mecha o broca, a fin de penetrar las distintas formaciones encontradas durante la perforación de un pozo. Adicionalmente, los portamechas ayudan a obtener y mantener la inclinación y dirección deseada de un hoyo. Normalmente usados en forma de espiral, lo cual evita menos contacto con las paredes del hoyo y mejor movimiento de los fluidos en el espacio anular. Su diseño debe ser para trabajar siempre en compresión. (Molero J, 2011)

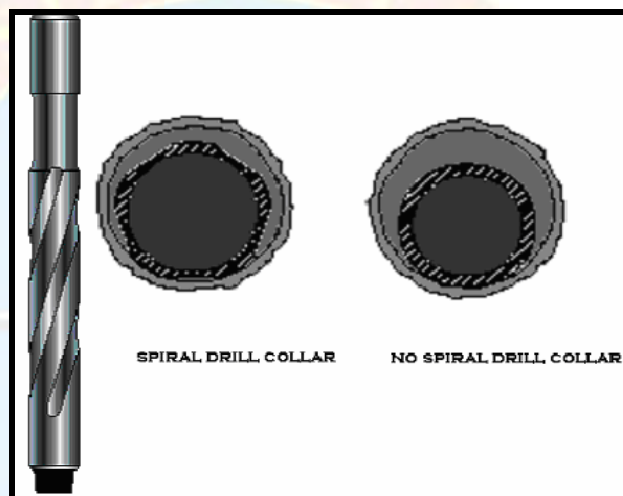


Figura N° 2.15 Drill collar

Fuente: Molero J, 2011

Portamechas K-monel: tiene las mismas características físicas de los otros portamechas, con la diferencia que es un portamecha no magnético. Su función principal es eliminar los efectos magnéticos que pueden influir en la lectura de dirección. Dicho magnetismo varía entre un país y otro país, esto depende de la situación con respecto a los polos magnéticos. (Molero J, 2011)

Tubería de transición (Hevi-Wate): tubos de pared gruesa unidos entre sí por juntas extra largas, la cual representa un componente intermedio de transición entre

los por tmechas y la tubería de perforación. Especialmente diseñada, debido a su mayor flexibilidad para utilizarse en hoyo de gran ángulo de inclinación, incluyendo en pozos horizontales. Dan estabilidad con mucho menos contacto con la pared del pozo, lo cual permite al operador de rección fijar mejor la dirección y controlar mejor el ángulo de inclinación. (Molero J, 2011)

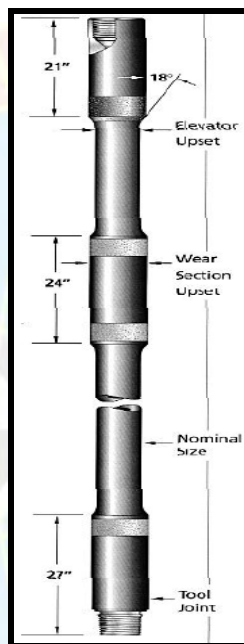


Figura N° 2.16 Hevi- Wate

Fuente: Molero J, 2011

Martillo: herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser utilizada solamente en caso de un pegamento de tubería. Existen actualmente en el mercado gran variedad de diseños para ser utilizados inclusive en la perforación direccional. Entre las características esta que puede ser mecánicos, hidráulicos e hidromecánicos, pueden permanecer en el hoyo un largo período de tiempo, disponibles en diferentes diámetros. (Molero J, 2011)

de desvíos, giros, etc.) a diferentes profundidades del mismo. Es importante señalar que dichos parámetros dependerán de la herramienta utilizada, en algunos casos se acompañan con un registro de rayos gamma. (Marval L, 2007)

2.3.6 Dificultades operacionales

2.3.6.1 Problemas por la hidráulica

Dentro de los problemas operacionales más comunes se tiene:

Apoyos: el ensanchamiento de una formación inestable encima o debajo de una formación más estable, causa un hoyo excéntrico, donde la tubería tiende a descansar o apoyarse. Los apoyos pueden formarse por formaciones intercaladas duras/blandas cuando las formaciones más blandas se salen del diámetro del hoyo, capas de formaciones que reaccionan de manera diferente con fluidos de perforación y las más reactivas se disuelven y se salen del diámetro del hoyo. (Rodríguez I, 2011)

Arrastres: este problema se observa a la hora de sacar la sarta de perforación al sentirse un peso mayor, que puede ser indicio de algún colapso en las paredes del hoyo, es decir, es la resistencia friccional al movimiento entre dos superficies en contacto forzado. Ello genera un desgaste en la sarta de perforación y en caso de observarse durante las labores de perforación, la acción recomendada es bombear píldoras de alta y baja reología, para asegurarse con ello, la buena limpieza del hoyo. (Rodríguez I, 2011)

Embolamiento de mechas y estabilizadores: este problema consiste en la pérdida de funcionalidad tanto de los estabilizadores, como de la mecha, éstas dejan de circular lodo. Estos problemas suelen ocurrir en presencia de arcillas altamente reactivas y retrasan considerablemente las labores de perforación. (Rodríguez I, 2011)

Pega de tubería: un gran porcentaje de los casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe la trayectoria del pozo. La pega mecánica es causada por una obstrucción o restricción física y la pega por presión diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobre balanceada que actúa sobre la columna de perforación contra un revoco de positado en una formación. (Rodríguez I, 2011)

4.3.6.2 Problemas de alto torque

Ocurre en la sarta de perforación cuando tiene excesivas revoluciones y ésta tiende a perder su capacidad de torque, debido a sobrepasar el límite permisible dado por el fabricante. Este es otro gran problema debido a que cuando ocurre, limita la rotación por torque en la superficie y crea gran desgaste en los revestidores, altas tortuosidades dentro y fuera del revestidor, problemas de direccionamiento, colgamiento de la sarta, altas vibraciones, zapateos, pega, deslice, incremento en el riesgo de fatiga en la tubería de perforación y bajo desempeño en tasas de perforación e incremento en el número de viajes. (Rodríguez I, 2011)

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Ángulo de inclinación: es el ángulo fuera de la vertical, también se llama ángulo de reflexión. (Antepara C, 2012, p11)

Buzamiento: es el ángulo entre el plano de estratificación, de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo. (Antepara C, 2012, p17)

Desvío: es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical a través del cabezal, también se le conoce como desviación horizontal o deflexión horizontal. (Antepara C, 2012, p12)

Deslizamiento: se refiere al hecho que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo, se desliza por detrás del conjunto direccional. Si se cambia del modo de deslizamiento al modo de rotación durante la perforación con herramientas direccionales, es probable que se obtenga una trayectoria más tortuosa en dirección al objetivo. (Antepara C, 2012, p12)

Dirección: es el ángulo fuera del Norte (a través del Este) del hoyo que se mide con un compás magnético, en base a la escala completa del círculo de 360° , también se pueden colocar cuatro escalas de 90° de los cuatro cuadrantes del compás, fuera del Norte o del Sur. El ángulo de dirección se llama azimut, cuando se usa el primer método. (Antepara C, 2012, p13)

Dog-leg (Pata de perro, por su significado en español): cambio de ángulo de inclinación o dirección con varios grados en una corta distancia de desplazamiento originando un perfil de perforación similar a la de la pata trasera de un perro. Es cualquier cambio de ángulo, entre el rumbo verdadero de dos secciones del hoyo. (Antepara C, 2012, p13)

Giro: movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo para realizar un cambio de dirección o rumbo del pozo, en otras palabras cambio de la cara de la herramienta. (Antepara C, 2012, p14)

Profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés): es la profundidad en el pozo direccional, que se obtiene con la medición de la sarta (tubería) de perforación, que mide la longitud del pozo. (Antepara C, 2012, p15)

Profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en ingles): es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo al piso de la cabria. (Antepara C, 2012 p24)

Punto de arranque (KOP, por sus siglas en ingles): es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del mismo. (Antepara C, 2012, p17)

Registro (Survey, conocido en ingles): medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y de la dirección o rumbo en cierto punto (estación) del hoyo desviado. (Antepara C, 2012, p14)

Rotación: en el modo de rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia delante, Para iniciar un cambio en la dirección del hoyo, la rotación es de tenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. (Antepara C, 2012, p18)

Severidad: se refiere a el número de grados cambiados en el rumbo es alto con respecto al desplazamiento en distancia. Es la tasa de cambio de ángulo real entre las secciones, expresadas en grados sobre una longitud específica. (Antepara C, 2012, p19)

Tortuosidad: es la severidad de pata de perro acumulada para un plano o trayectoria de pozo perforado, el cambio total de DLS es positivo siempre y cuando se esté tumbando ángulo. (Antepara C, 2012, p24)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El estudio fue desarrollado como una investigación de tipo descriptiva, la cual “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. (Arias, 1999, p20)

En base a lo mencionado con anterioridad la investigación a desarrollarse considera descriptiva debido a que se realizó estudios de los planes operacionales de los pozos ya perforados en la plataforma PAD-1 de Isla de Guara Campo Tucupita para mejorar las actividades de perforación, creando escenarios que permitan optimizar el diseño de trayectorias direccionales.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Arias, F, (1999) “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”.

El estudio concierne a una investigación documental debido a que se basa en una recopilación, descripción, organización, análisis e interpretación de datos de pozos perforados en el Campo Tucupita y operados por la Empresa Mixta Petrodelta S.A., estos pozos fueron perforados en campañas de años anteriores.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, F (1999, p22) “La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación” El mismo autor define la muestra como “subconjunto representativo de un universo o población”

La población de la investigación está conformada por 4 pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21) perforados en la macolla PAD-1 de Isla de Guara en el yacimiento oficina 40 de el Campo Tucupita, a los mismos se le realizaron estudios convenientes para cumplir los objetivos de tal investigación.

La muestra está representada por los 4 pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21) pertenecientes a la macolla PAD-1 el cual representa el 100% de la totalidad de los pozos, cuentan con todos los registros de la programación de actividades de perforación y diseño de trayectorias direccionales.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Descripción de los planes direccionales de pozos con alto índice de dificultad direccional construidos en la plataforma PAD-1 en el Campo Tucupita

Para este estudio se analizaron los pozos TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21 perforados en el Campo Tucupita, tomando en cuenta la complejidad de la plan direccional (pozos que involucren construcción y giro), como parámetro crítico de comparación entre trayectoria planificada y real, considerando la estratigrafía local correspondientes al Campo Tucupita, el desplazamiento de las coordenadas norte-sur o este-oeste que se originó desde el punto de superficie hasta los objetivos planteados,

el desplazamiento vertical y punto de asentamiento de la bomba (profundidad e inclinación), estos son algunos criterios con que se estudió la trayectoria utilizando el software COMPAS de Landmark engineer's.

Se evaluó el torque, arrastre y limpieza de los pozos (considerando los posibles riesgos operacionales que podían existir durante la realización de la misma) para esto se utilizó el programa Well Plan (Módulos: Torque y Arrastre e Hidráulica) de Landmark Engineer's tomando en cuenta los siguientes parámetros: profundidad vertical y medida del pozo, profundidad de asentamiento de los revestidores, fluidos de perforación utilizados, sarta de perforación y BHA direccional, limitaciones mecánicas del taladro, factor de fricción de los campos, etc.

3.4.2 Análisis de las dificultades operacionales presentadas durante la construcción de los pozos perforados en la plataforma PAD-1 del Campo Tucupita

Se realizó un análisis minucioso de todas las actividades de perforación de los pozos ubicados en la plataforma PAD-1 del Campo Tucupita, describiendo paso a paso las operaciones ejecutadas, bajada de revestidores, avances en la perforación direccional, y problemas con la sarta simulando con el programa Well Plan (Módulos: Torque y Arrastre e Hidráulica) de Landmark Engineer's de acuerdo a los registros direccionales analizando los parámetros reales de torque, arrastre e hidráulica, todo esto con el fin de comparar por simulación lo planificado con lo real para evitar los posibles riesgos que se presentaron en la construcción de nuevos pozos futuros

3.4.3 Determinación del rendimiento de la sarta direccional en las diferentes formaciones

En esta etapa de acuerdo a los registros direccionales se identificó todo el ensamblaje de fondo utilizado en la perforación de los pozos y se describió todo el proceso de perforación direccional de los pozos en estudio con el fin de determinar la eficiencia del equipo utilizado tomando como referencia cada una de las actividades realizadas, su rendimiento a los diferentes niveles en las formaciones que se atravesaron durante la perforación en el que se evaluó las compresibilidades de las formaciones, se revisaron los porcentajes de deslizamiento y rotación, analizó la tasa de penetración tomando en cuenta el buzamiento de la formación para evaluar posibles desfases o tendencias no deseadas con lo planificado.

3.4.4 Establecimiento de los criterios de diseño para la perforación de pozos con alto índice de dificultad direccional en el Campo Tucupita

En este objetivo se plantearon los criterios que se deben tomar en cuenta para el diseño óptimo de trayectorias direccionales dentro de los que se identificaron la mínima profundidad vertical verdadera (TVD), contactos agua y petróleo para evitar conificación, se plantearon los parámetros para la construcción de tangentes, definieron la tasa de penetración (ROP), definir grado de severidad de acuerdo al tipo de formación y ubicaron punto de desvío (KOP) como parámetro clave para mejorar el diseño de trayectorias para que así permita visualizar los posibles escenarios que mejore el rendimiento del equipo de perforación direccional.

Considerando las trayectorias planteadas, se propuso un diseño de BHA que permitirá disminuir los problemas operacionales durante la construcción de los pozos de estudio. Se definió la mínima cantidad de HW (Heavy wate, por el significado de sus siglas en inglés) a utilizar y se tomó en cuenta la incorporación de algunos

dispositivos que ayuden a la construcción del pozo, para así definir el ensamblaje de fondo a utilizar. Todo esto con el fin de plantear mejoras para la construcción de pozos con menos tortuosidad y con menos problemas operacionales; traduciendo esto en mejores tiempos productivos y por lo tanto en reducción de costos para futuras actividades.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Revisión Bibliográfica: se utilizaron libros de varios autores, publicaciones, informes, cursos de perforación direccional y tesis relacionadas con el tema de investigación.

Entrevistas: durante el desarrollo de este proyecto se realizaron consultas informales al personal de perforación de la Empresa Mixta Petrodelta S.A, tales como ingenieros del departamento de ingeniería VCD y líderes de perforación.

Revisión de Carpetas de Pozos: se revisó el material que posee toda la información detallada de los registros de operaciones del departamento de perforación y registros direccionales.

3.5.2 Instrumentos

Los instrumentos que se utilizaron para recolectar la información necesaria fueron: libretas de apuntes de la investigación, computadores, unidades de memoria extraíbles, además de los programas básicos de Microsoft Office.

Compass: es un programa computarizado que permitió planificar y analizar la perforación de pozos direccionales, tomando en cuenta las características geológicas del área, Compass permitió: Planificar y calcular la trayectoria del hoyo, calcular el grado de incertidumbre en cuanto a la posición de la trayectoria planificada con respecto a las decisiones de pozos vecinos (anticolisión). Provee resultados a través de gráficos y reportes, ofrece una base de datos.

Well Plan: es un sistema integrado de la tecnología de las operaciones de perforación y la industria de las terminaciones; dirigido a crear un sistema comprensivo de las herramientas de ingeniería para el análisis, el planeamiento y la optimización de las operaciones, estudiando la hidráulica, el equilibrio de la sarta, el torque y arrastre dado en el ensamble y el tipo de flujo que se dará cuando los ensamblajes propuestos estén en el hoyo.

3.6. RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

Se contó con el apoyo del personal especializado que labora en la Empresa Mixta Petrodelta S.A, como ingenieros VCD, perforación y yacimiento contándose además con la asesoría académica de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente del Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos financieros

La Empresa Mixta Petrodelta S.A, y específicamente la superintendencia de yacimiento, estuvieron a cargo del financiamiento económico de los gastos generados por concepto del desarrollo del presente proyecto.

3.6.3 Recursos materiales

Entre estos están incluidos los equipos de oficina, como computadoras, impresoras, fotocopadoras, escáner, además del material bibliográfico como textos, tesis, libros, manuales e igualmente con los programas de computación capaces de simular el comportamiento del pozos.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PLANES DIRECCIONALES DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL CONSTRUIDOS EN LA PLATAFORMA PAD-1 DEL CAMPO TUCUPITA

Para este estudio se evaluaron los pozos pertenecientes a la macolla PAD-1 (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21) donde se tomó en cuenta el índice de dificultad direccional y los parámetros de planificación.

4.1.1 Prognosis geológica para planificar las trayectorias

De acuerdo a esto para el Campo Tucupita se origina lo siguiente:

- ▲ El desplazamiento de las coordenadas NS o EW que se originan desde el punto de superficie a los objetivos, tratando de minimizar las secciones de construcción que requieran altas tasas de giro, y tomando en cuenta los criterios de seguridad de anticollisión (distancia centro a centro no menor de 30 pies y factor de separación igual o mayor a 1), para los pozos en la misma plataforma y plataformas vecinas.
- ▲ El posicionamiento de las coordenadas de l punto de entrada con un desplazamiento vertical menor a 1600 pies con respecto al punto de superficie, esto genera planes direccionales 3D con altos “dog leg” (de alta severidad) para lograr alcanzar los objetivos planeados, estos planes se diferencian principalmente de pozos 2D por presentar alta tortuosidad.

- ▲ Profundidad de asentamiento de la bomba en el pozo, con frecuencia resulta factible colocar la tangente a una profundidad no mayor de 5000 pies por la capacidad de levantamiento del equipo electrosumergible y con un ángulo de inclinación menor a 70°. Comúnmente al tope de la Formación Oficina.
- ▲ La estratigrafía local durante la perforación de la sección intermedia, como se muestra en la figura 2.3

4.1.2 Pozo TUC-19

En la tabla 4.1 se muestra la información general del pozo TUC-19.

Tabla N° 4.1 Información general del pozo TUC-19

Campo	Tucupita
Operador	Benton vinccler
Clasificación	Desarrollo
Coordenadas UTM superficie	N: 1002122,06 E: 601254,37
Coordenadas UTM objetivo	N: 1002130,00 E: 601150,00
Coordenadas UTM de fondo	N: 1001950,00 E: 600810,00
Punto de desvío	1350 pies
Máximo ángulo de inclinación	90 grados
Elevación del terreno (GL)	06 pies
Elev. de la mesa rotaria (DF)	15 pies
TVD	5510 pies
MD	7891 pies
Tipo de terminación	Pozo horizontal con terminación abierta.
Ubicación en superficie	536,03 m S_70°36'43,71''_W del pozo TUC-3
Plataforma	PAD-1

4.1.2.1 Plan direccional del pozo TUC-19

Para la perforación del pozo TUC-19 se presentó una propuesta técnica ajustada a las condiciones y riesgos, identificados como potenciales durante la construcción de pozos vecinos bajo un sistema integral, proponiendo el perfil de un pozo horizontal. Se tomaron en cuenta los objetivos de geología, el punto de superficie y considerando las premisas ya mencionadas para la planificación. Se mostraron las profundidades tanto en MD como en TVD de las secciones correspondientes al pozo en estudio, de igual manera el grado de inclinación y la dirección también en grados de cada una de las profundidades de referencia, así como también las coordenadas de referencia y sus tasas de construcción y giros que se deben dar para el logro del perfil horizontal del pozo. Se diseñó la trayectoria del pozo utilizando la aplicación de ingeniería COMPASS de Landmark Engineer's.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVD55 (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-29.0	0.0	0.0	1002122	601254.	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	1350.0	1350.0	0.00	0.00	1350.0	1321.0	0.0	0.0	1002122	601254.	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	2778.6	1423.6	40.00	25.00	2665.3	2636.3	433.9	202.3	1002254	601316.	-345.3	2.80	25.00	2.80	0.00	Inc Azi DL5	
4	3649.7	871.1	32.00	75.00	3384.5	3355.5	754.6	551.4	1002352	601422.	-786.7	3.41	124.95	-0.92	5.74	Inc Azi DL5	
5	3749.7	103.0	32.00	75.00	3469.3	3440.3	768.3	602.6	1002356	601436.	-839.4	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
6	5981.6	2231.9	63.71	240.67	5363.9	5334.9	325.1	206.7	1002221	601317.	-310.2	4.25	167.15	1.42	7.42	OPT AL CD1	
7	6629.4	647.8	90.00	242.10	5510.0	5481.0	26.0	-342.4	1002130	601150.	309.9	4.06	3.23	4.06	0.22	(ditto)	PE TUC-19
8	7891.6	1262.2	90.00	242.10	5510.0	5481.0	-564.5	-145.79	1001950	600811.	1563.4	0.00	0.00	0.00	0.00	B16 Curve	ID TUC-19
9																Insert Line	

Figura N° 4.1 Plan direccional del pozo TUC-19

Como se muestra en la figura 4.1 el pozo TUC-19 fue diseñado para ser perforado verticalmente hasta 1350 pies (KOP), donde se comenzará a desviar a 2,80°/100 pies hasta lograr 40,0° en inclinación a 25,00° de azimut a 2778,6 pies MD / 2665,3 pies TVD. Se incrementará la tasa de desvío y tumbando ángulo a 3,41°/100

pies, hasta lograr $32,00^\circ$ en inclinación y $75,0^\circ$ de azimut a 3649,7 pies MD (3385 pies TVD). Se perforará tangencialmente hasta 3749,7 pies MD / 3469,3 pies TVD, punto en el cual se volverá a desviar, esta vez a $4,25^\circ/100$ pies, inicialmente tumbando la inclinación hasta volver a 0° , y posteriormente construyendo ángulo, girando hacia la derecha, hasta lograr los 90° de inclinación a $242,10^\circ$ de azimut a 6629,4 pies MD / 5510 pies TVD. Manteniendo la inclinación y el rumbo logrados en la fase anterior se procede a perforar horizontalmente hasta la profundidad final de 7891,6 pies MD / 5510 pies TVD con inclinación final de 90° y $242,10^\circ$ en azimut.

En la figura 4.2 se muestra el diseño de la sección vertical y vista de planta de las trayectorias propuestas para el pozo TUC-19.

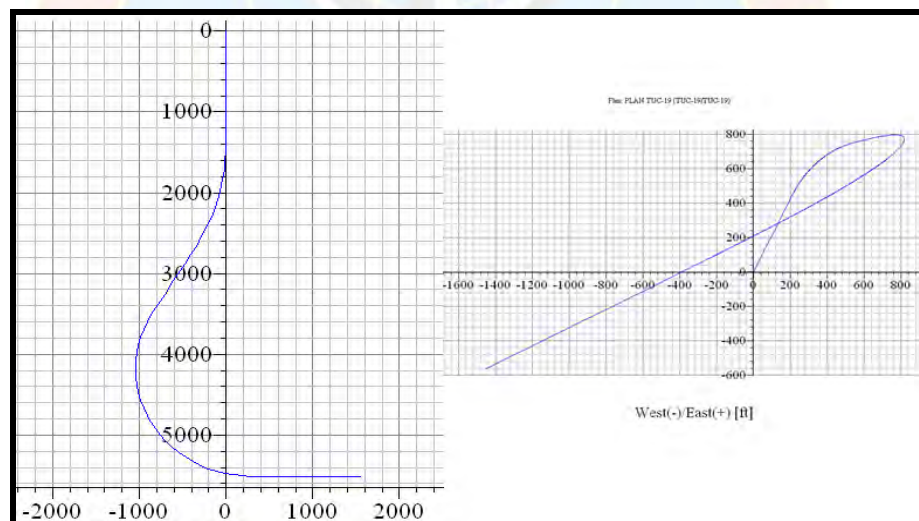


Figura N° 4.2 Sección vertical del plan direccional del pozo TUC-19

En la figura 4.3 se muestra el índice de dificultad con que se diseñó el pozo TUC-19 e indica que se planificó con un índice de dificultad de 5,615 y un "dog leg" promedio de 2,42 por lo que se estimándose una trayectoria con alta tortuosidad.

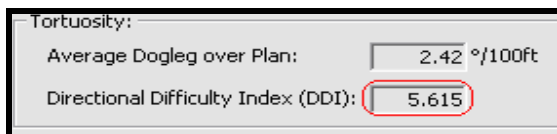


Figura N° 4.3 Índice de dificultad direccional planificado pozo TUC-19

Como se observa en la figura 4.2 el trabajo de mayor severidad y giros se dio al final de la Formación Freites, se planificó de esta manera para evitar los posibles problemas de inclinación causados por el leve buzamiento existente, realizar la tangente requerida y al mismo tiempo alcanzar el punto deseado dentro de la arena, esto provocó alta tortuosidad en el hoyo cuya planificación arrojó un máximo “dog leg” de 4,25°/100 pies de los cuales se utilizó 1,42°/100 pies para construir y 7,42°/100 pies para girar en esta formación.

En la tabla 4.2 se observan los valores con los que fueron planificados los pozos, profundidades (MD Y TVD), ángulos de inclinación y dirección final, máximos “dog leg” y giro e índices de dificultad direccional con los que originalmente fueron planificados, observándose que para los pozos TUC-19, TUC-20 y TUC-21 el trabajo direccional es mucho mayor debido a las exigentes trayectorias planificadas y la limitada profundidad vertical que se deben perforar la cual exigen pozos que combinen construcción y giro.

Tabla N° 4.2 Parámetros planificados para las trayectorias

POZO	MD	TVD	MAXIMO DOG LEG (°/100PIES)	GIRO (°/100PIES)	INC. (°)	AZM. (°)	INDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL PLANIFICADO
TUC-19	7891,6	5510	4,25	1,42	90	242,1	5,615
TUC-18	7842,5	5470	3,80	3,48	90	86,03	5,001
TUC-20	8008	5569,7	4,15	1,84	90	245,4	5,632
TUC-21	8203,2	5586	3,50	1,74	88,34	80,86	5,562

En los Apéndices A1, B1 y C1 se muestran las trayectorias planificadas de los pozos TUC-18, TUC-20 Y TUC-21, los cuales tienen índice de dificultad direccional de 5,001- 5,632 y 5,562 respectivamente. Estos fueron planificados con alto índice de dificultad direccional y el mayor índice de dificultad corresponde a la exigencia del plan de construir y girar simultáneamente lo que dificulta mucho más al plan.

4.1.2.2 Evaluación de torque y arrastre para el pozo TUC-19

El proceso de perforación requiere energía mecánica axial y torsional para penetrar la formación, la cual es transmitida a los tubulares que componen la sarta de perforación, por lo que es necesario evaluar el torque y arrastre esperado para saber cuáles serán los requerimientos, y asegurar que los tubulares seleccionados sean lo suficientemente resistentes y cuenten con un cierto margen de seguridad. Evaluando posibles riesgos operacionales que pudieran existir durante la realización de la misma para esto se corrió la aplicación Well Plan (Módulos I: Torque y Arrastre) de Landmark Engineer's.

En la figura 4.4 se muestra un resumen de los parámetros más importantes resultado de la simulación del BHA utilizado para la construcción de la trayectoria planificada para el pozo TUC- 19 en los distintos casos posibles (contrarepaso, viajando fuera y dentro del hoyo, rotando en fondo, rotando fuera del hoyo y deslizando). Se observa que la sarta no se deforma (pandeo), ni fatiga, esto indica que la configuración de la sarta perforación es aceptable para el tipo de trayectoria así como también el peso promedio aplicado durante la fase de perforación (10-20 klb) y deslizamiento. El punto neutro de la sarta rotando en el fondo se ubica a 1084,5 pies y deslizando a 2317,3 pies, estos valores son lógicos porque en el momento de deslizar se coloca peso adicional al que se somete la sarta mientras se está perforando y por tanto mayor longitud de la sarta está sometida a compresión.

El máximo torque obtenido en la sarta es de 15626,1 K lbs en el caso de rotando en fondo (perforando), esto se debe a que durante la perforación además del efecto de la rotación de la sarta y el motor, se dispone de peso para lograr la perforación de las formaciones, durante el contrarepaso también se obtiene un valor importante del torque (pero menor que el caso anterior) de igual manera en el caso 5 (rotando fuera de l hoyo) debido a la tortuosidad de la trayectoria y la exigencia direccional para la construcción de la misma. Se observa en el caso 6 de deslizado un torque de 3100 klb lo que corresponde al torque de la mecha, durante esta operación no hay rotación de la tubería, solo del motor.

Estos torques obtenidos en los casos 1, 3, 4 son altos según la experiencia operacional, por tanto, se planifica ajustes de calibración en las zonas de altas severidad, sin embargo están por debajo del torque límite de la que soporta la tubería.

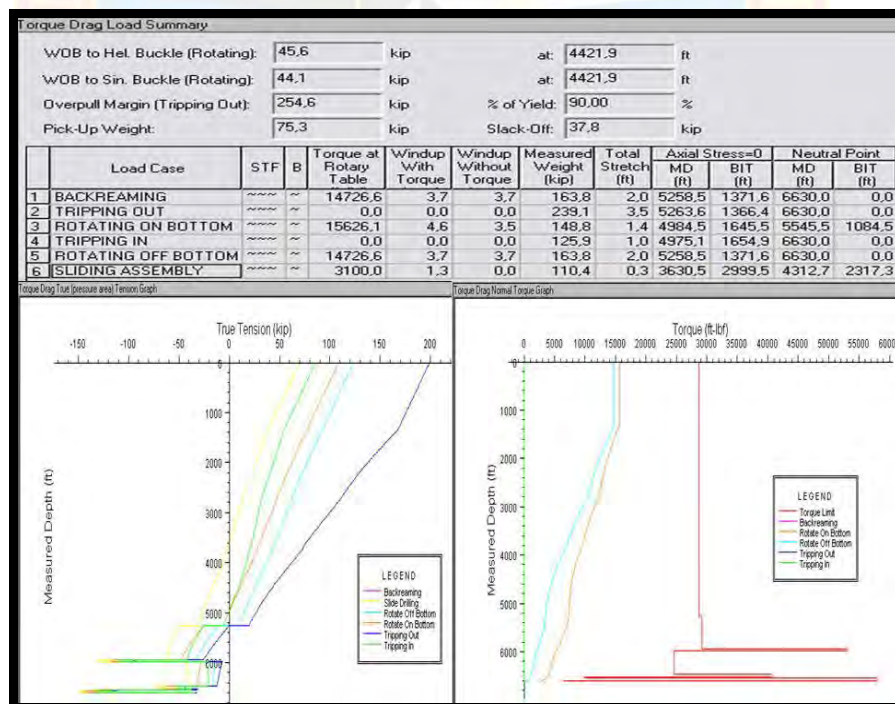


Figura N° 4.4 Torque y arrastre pozo TUC-19 planeado

En la tabla 4.3 se presentan valores de torques que arrojaron los diseños de trayectorias planificadas para los pozos en la plataforma PAD-1, donde se observa que la trayectoria del pozo TUC-19 arroja los más altos valores ya que plantea un pozo con altos “dog leg” combinados con altos giros al igual que los pozos TUC-20 y TUC-21. Los valores que representa el pozo TUC-18 son más bajos ya que la trayectoria presentaba un poco menos de dificultad.

Tabla N° 4.3 Evaluación de torque para los pozos en la plataforma PAD-1

POZO	PESO APLICADO	MAXIMO TORQUE (ROTANDO EN EL FONDO)	MAXIMO TORQUE (DESLIZANDO)
TUC-19	10-20 Klb	15626,1 Klb	3612 Klb
TUC-18	10-20 Klb	9015,2 Klb	3403 Klb
TUC-20	8-15 Kbl	14965 Kbl	2600 Kbl
TUC-21	8-15 Kbl	15318 Kbl	2600 Kbl

En los apéndices, figura A4, B4 y C4 se muestra el comportamiento de torque de los pozos TUC-18, TUC-20 Y TUC-21 similares al planificado en el pozo TUC-19.

4.1.2.3 Evaluación de hidráulica para el pozo TUC-19

A través de esta práctica se obtuvo una idea del desempeño de la hidráulica utilizando la aplicación Well Plan de Landmark Engineer's, con respecto a la remoción del ripo básicamente desde el fondo del hoyo de finiendo tasa óptima de perforación en armonía con la velocidad de rotación y el peso sobre la mecha. Esta evaluación proporciona cálculos integrales caída de presión dinámicas en un sistema de circulación de lodo, hidráulica para la mecha, y el análisis de la limpieza del pozo optimizando la perforación.

En la figura 4.5 se muestran los parámetros utilizados para la simulación de la hidráulica en el hoyo intermedio, los resultados obtenidos corresponden a la utilización de valores promedios de caudal y tasa de penetración de 700 gpm y 50 pph respectivamente, tomando en cuenta que estos valores cumplen con la capacidad de bombeo del equipo de superficie así como también una tasa controlada, considerando la dificultad de la trayectoria (exigencia de giros y severidad) con el fin de mantener los tiempos óptimos de perforación de la sección. Se observa que la inclinación incrementa a partir del punto de desvío (1350 pies) hasta obtener la horizontalidad con 90°.

Por otra parte la simulación arroja que el caudal mínimo requerido por la complejidad de la trayectoria está en un rango entre 700 gpm y 920 gpm, sin embargo, la premisa planificada es un caudal de 700 gpm que permite perforar a una tasa regulada de 50 pph y manejar una generación de ripio controlada. El mayor volumen de sólido suspendido y de cama de ripios se observa al final de la trayectoria (donde se tienen alta inclinación) es de 10% y 2,80 pulgadas de ripio acumulado que pueden ser manejados (tomando en cuenta que la experiencia a nivel de operaciones ha mostrado que un promedio máximo de 3 pulgadas y 10% de recortes permanecen en el anular, esto puede ser manejado sin comprometer la limpieza del pozo). Una descontrolada acumulación de ripios en el fondo del pozo podría generar pegaje de tubería, arrastre, pérdida de sartas direccionales, incremento de presión, etc.

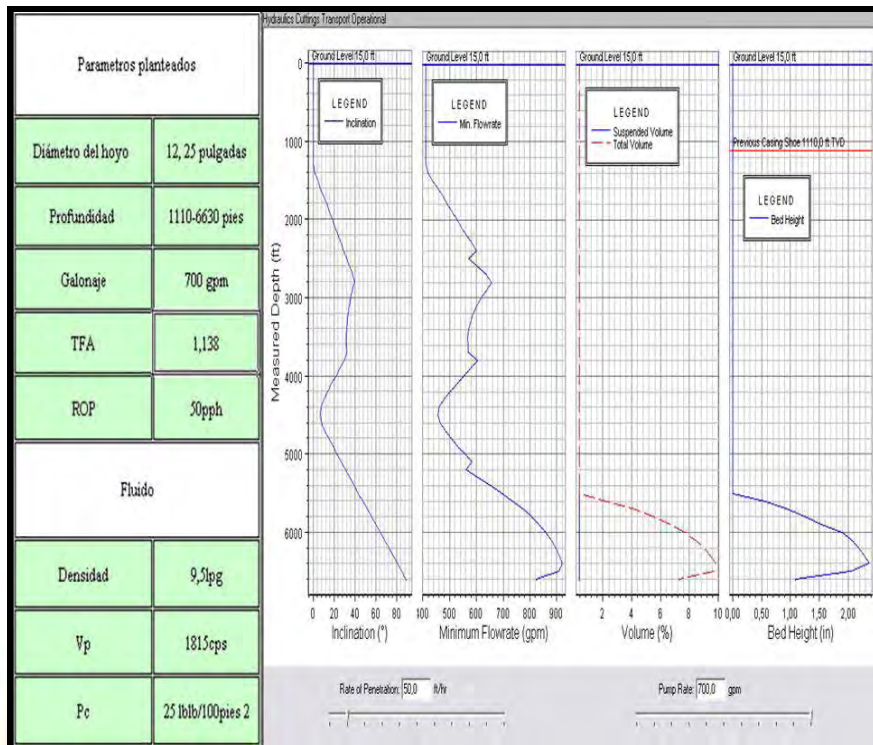


Figura N° 4.5 Hidráulica del pozo TUC-19 planeada

En la tabla 4.4 están representados valores de hidráulica planificadas para los pozos construidos en la plataforma PAD-1 y evaluando la efectividad de la limpieza durante la perforación, donde se observan valores dentro de los permisibles a nivel operacional pudiendo ser controlados, siendo necesario mantener un de bido control debido a que se podría ver comprometida por encontrarse a los límites del rango (no mayor a 3 pulgada en cama de ripio y no mayor a 10% de sólidos suspendidos).

Tabla N° 4.4 Evaluación de hidráulica para los pozos de la plataforma PAD-1

POZO	GALONAJE (GPM)	ROP (PPH)	% SÓLIDOS SUSPENDIDO	CAMA DE RIPIO (PULGADAS)
TUC-19	700	50	10	2,80
TUC-18	700	50	10	2,1
TUC-20	700	40	9,50	2,1
TUC-21	700	40	9,60	2,3

En los Anexos, figura A 5, B 5 y C 5 se muestran el comportamiento de hidráulica para los pozos TUC-18, TUC-20 Y TUC-21, respectivamente, y el resultado obtenido son similares, el porcentaje de volumen suspendido en el hoyo supera el 10%, incrementando la cama de ripio al acercarse al aterrizaje del pozo (a medida que aumenta la inclinación), esto se debe a que los pozos mencionados son más profundos en comparación con TUC-19.

4.2 ANÁLISIS DE LAS DIFICULTADES OPERACIONALES PRESENTADAS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN LA PLATAFORMA PAD-1 EN EL CAMPO TUCUPITA

4.2.1 Pozo TUC-19

El pozo TUC-19 se perforó con problemas operacionales siendo los más representativos el alto torque, colgamiento de la sarta y problemas con la hidráulica. El índice de dificultad direccional real fue de 5,772. Lo que indica que la trayectoria se ejecutó con mayor tortuosidad que lo planificado (5,615), Con un “dog leg” (Severidad) promedio de 2,77°/100 pi es alcanzando el máximo “dog leg” de 7,19°/100 pies a la profundidad de 4675 pies, Formación Freites como se muestra en la figura 4.6.

Tortuosity:		
Average Dogleg over Survey:	2,77 °/100ft	
Maximum Dogleg over Survey:	7,19 °/100ft	at depth: 4675,0 ft
Net Tortuosity to be applied to Plans:	0,35 °/100ft	
Directional Difficulty Index (DDI):	5,772	

Figura N° 4.6 Índice de dificultad direccional real pozo TUC-19

En los apéndices D1, E1 y F1 se muestran el índice de dificultad direccional real que se presentó en la perforación de los pozos TUC-18, TUC-20, y TUC-21 siendo 5,299- 5,334 y 5,786 respectivamente donde se muestra un aumento, esto por las complicadas trayectorias que se diseñaron.

Es necesario conocer una información detallada de los problemas que ocurrieron durante la perforación del hoyo y los parámetros que pudieron ocasionar estos problemas, partiendo del hecho que incrementó el índice de dificultad direccional. Dentro de los cuales se presentaron:

Colgamiento de la sarta: de 6080 pies a 6554 pies se registró colgamiento de la sarta lo que ocasionó dificultad para perforar provocando la disminución de la ROP al no llegarle suficiente peso a la mecha en el fondo del pozo, esto debido a que se diseñó una sarta muy rígida que se recostó en la sección de desplazamiento negativo (alta fuerza de contacto en comparación a la planificada) resultando el colgamiento por la mala distribución del peso.

Arrastre: se observó a la hora de sacar la sarta de perforación a 6018 pies incrementando el peso, debido a la alta tortuosidad del hoyo se deben planificar viajes de calibración, bombear píldoras de alta y baja reología para asegurarse con ello la buena limpieza del hoyo.

Alto torque: este es otro de los grandes problemas debido a que cuando ocurre, limita la rotación por torque en superficie altas tortuosidades, problemas de direccionamiento, incremento en el riesgo de fatiga en la tubería de perforación y bajo desempeño en tasas de perforación e incremento en el número de viajes.

El alto torque se presentó por la complicada trayectoria que debían perforar, esto limitaba al “top drive” para hacer rotar la sarta, creando dificultad de construir

ángulo debido a la alta tortuosidad y por lo que se tuvo que realizar un “side track”. Se perdieron 39 horas por alto torque e imposibilidad de perforar con “top drive”, mientras si era posible rotar con mesa rotaria, todo esto por la trayectoria planificada. Se deben evitar la combinación de giro agresivo con sección negativa alta.

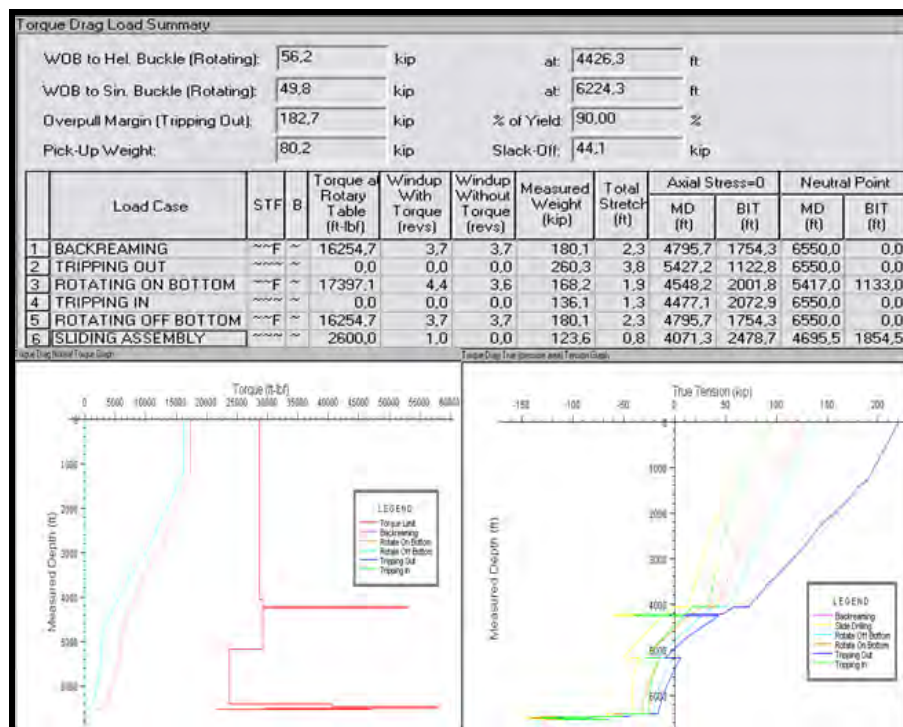


Figura N° 4.7 Torque y arrastre de el pozo TUC-19 real

En la figura 4.7 la trayectoria real arrojó valores de torque más altos a los esperados en plan, esto se debe a que la trayectoria se construyó con más severidad, los torques obtenidos aunque son altos se encuentran por debajo del torque límite en la práctica operacional, para disminuir torque se realizaron viajes de calibración. De acuerdo a lo mostrado la sarta está sometida a fatiga durante las operaciones de contrarepaso y rotando fuera del hoyo. Esto se debe al incremento de las fuerzas axiales y torsionales, donde es tan las mayores severidades el efecto de tensión es mayor. La sarta se recostó de la sección de desplazamiento negativo (alta fuerza de

contacto en comparación a la planificada) resultando un colgamiento y mala distribución del peso.

En la tabla 4.5, se ven representados los valores de torque reales que se presentaron durante la construcción de los pozos en la plataforma PAD-1 en el campo Tucupita, donde se observa que los más altos se presentaron donde las complicadas trayectorias exigían una combinación de altas tasas de construcción de ángulo combinada con altos giros, ocasionando así problemas durante las operaciones de perforación.

Tabla N° 4.5 Problemas por alto torque para los pozos en la PAD-1

POZO	MÁXIMO TORQUE (ROTANDO EN EL FONDO)	MÁXIMO TORQUE (DESLIZANDO)	PROBLEMA
TUC-19	17397,1 Klb	2600 Klb	Limitaba la rotación del top drive y la sarta estaba sometida a fatiga
TUC-18	8184 Klb	2600 Klb	-
TUC-20	13774,5 Kbl	1702 Kbl	Problemas de direccionamiento e incrementando el riesgo de fatiga en la tubería de perforación, bajo desempeño de la tasa de perforación.
TUC-21	15155 Kbl	1362 Kbl	Limitación del top drive y la sarta fue sometida a fatiga.

En los apéndices, la figura D2, E2 y F2 se ve representado el comportamiento de torque real lo cual reporta valores de torque más altos a los esperados en plan para los pozos TUC-18, TUC-20 y TUC-21.

Hidráulica: continuos problemas ocasionados por fallas de las bombas de lodo, los arrastres y apoyos en el hoyo intermedio estuvieron presente durante la perforación de esta sección, aparte de las complicadas trayectorias a perforar se

requiere de mejoras en el diseño del lodo, aplicar prácticas que eliminen las tendencias de arrastres y apoyos.

En la figura 4.8 los resultados obtenidos corresponden a valores promedios de caudal y tasa de penetración utilizados durante la perforación (700 gpm y 50 pph). Estos valores son mayores a los planificados, lo que se debe a que se realizó un alto % de lodo deslizado para ajustarse a la trayectoria planificada ya que durante esta operación se debe disminuir el caudal dando como resultado una limpieza del hoyo menos efectiva y con serios problemas de hidráulica obtuvo una cama de ripio de 3,20 pulgadas y 15,20% de volumen que de ripio valores mayores a los permitidos. En la gráfica se verifica que la inclinación incrementa a partir del punto de desvío (1288 pies) y luego disminuye creando la sección negativa para nuevamente incrementar el ángulo de inclinación hasta obtener la horizontalidad con 90° a una profundidad de 5496 pies, maniobra que resulta de mucha complejidad para el personal direccional.

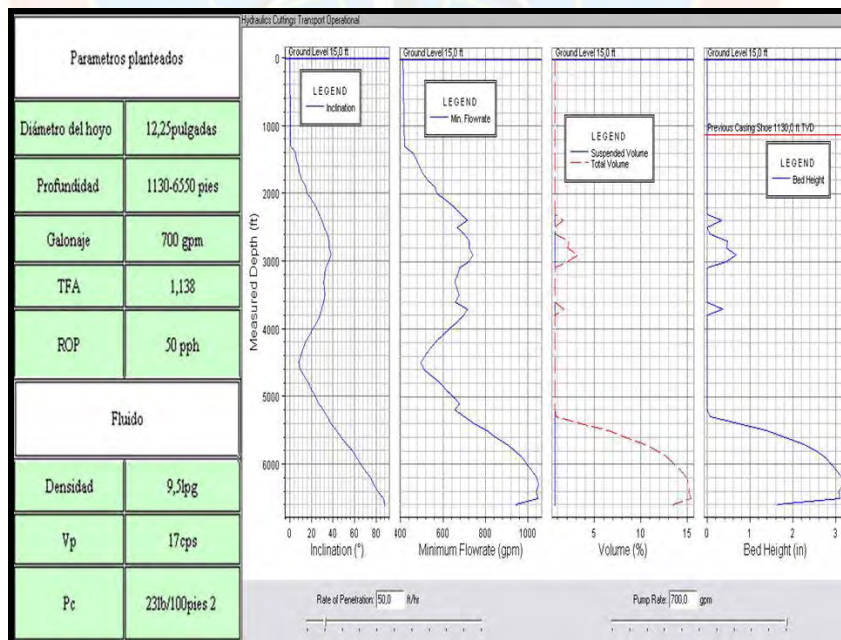


Figura N° 4.8 Hidráulica del pozo TUC-19 real

En la tabla 4.6 muestra los valores de hidráulica para los pozos de la plataforma PAD-1, donde se observan valores altos de porcentajes de sólidos suspendidos sobrepasando los 10% que pueden ser controlados. La hidráulica se vio afectada por las complicadas trayectorias que se debían perforar, originando múltiples problemas por tener una mala limpieza del hoyo.

Tabla N° 4.6 Problemas por la mala limpieza del hoyo

POZO	GALONAJE (GPM)	ROP (PPH)	% SOLIDOS SUSPENDIDO	CAMA DE RIPIO (PULGADAS)	PROBLEMA
TUC-19	700	50	15,20	3,20	Arrastre
TUC-18	700	60	16	2,7	Pega de tubería
TUC-20	700	60	17	3,7	Arrastre
TUC-21	700	40	11,20	2,6	Arrastre

En los apéndices, la figura D3, E3 y F3 se ve representado el comportamiento de hidráulica real la cual reporta valores hidráulica más altos a los esperados en plan para los pozos TUC-18, TUC-20 y TUC-21, donde se representan los constantes problemas de hidráulica que se presentaron, para esto debió planificarse bombeos de píldoras de baja y alta reología ya que estaba comprometida la limpieza del hoyo.

4.3 DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA SARTA DIRECCIONAL EN LAS DIFERENTES FORMACIONES

4.3.1 Comportamiento del BHA utilizado para el pozo TUC-19

En la perforación del hoyo intermedio (12¼ pulg) del pozo TUC-19 se utilizó un ensamblaje de perforación direccional (mecha PDC DS104HGNSU 12¼ pulgadas, Motor 1,5°, E estabilizador: 11-3/4pulgadas, LWD (CDR 8pulgadas), Saver

Sub, MWD, (Power pul se), Saver sub, A DN-8, Monel 8 pul gadas + 5 pul gadas HWDP, Martillo 5 pul gadas + HWDP).

Inició la perforación de l hoyo i ntermedio a 12 88 pi es (punto de de svío) deslizando un 40% y rotando un 60% en la Formación Mesa-Las Piedras alcanzando un máximo “dog leg” de 6,09°/100 pies, a la profundidad de 1777 pies observándose una respuesta favorable de la herramienta generando un “dog leg” de 2,01°/100 pies, Se c ontinúo l a perforación ha sta 2694 pi es donde se alcanzó una i nclinación de 36,59° y un a zimut de 25,41°. A 2878 pi es se manifiesta una mejor r espuesta por parte de l a herramienta incrementando l a tasa de de svío, girando el pozo hacia l a derecha y disminuyendo así l a inclinación para cumplir con el plan. En este punto se observó una t endencia del perfil a l a de recha m ayor a l a planificada y una inclinación menor a l a requerida por lo que se giró a l a izquierda h asta al canzar 75,13° de a zimut, obt eniendo i ncremento de l a i nclinación a 30,08° c on l os que perforó rotando hasta 3823 pi es para construir l a tangente donde se colocará bomba de producción. Desde 3823 pies hasta 4504 pies tumbó inclinación hasta 8° y se giró el pozo hasta al canzar 151° con un “dog leg” promedio de 4,25°/ 100 pies. Desde 4504 pies hasta 6554 pies se levantó inclinación desde 8° hasta 88° mientras continuó girando a l a derecha para obtener un a zimut de 242°. Se e ncontró el máximo “dog leg” en la Formación Oficina d e 6,72°/100 pi es a 6033 pi es. El desempeño de l a herramienta mejoro desde que entré en Freites. La perforación se llevó hasta alcanzar el objetivo a 7900 pi es con una inclinación de 87,16° y un azimut de 241,55°.

El m áximo “dog l eg” fue de 7,19°/ 100 pi es en Freites, l a t rayectoria con respecto al plan quedó 10 pi es arriba en TVD, con inclinación menor a l a requerida (3° arriba), y 1° a l a izquierda. Se deslizó un t otal de 3030 pi es lo que representa el 45% y 54% rotando.

En la tabla 4.7 se muestra los máximos “dog leg” y valores promedios que se registraron en las diferentes formaciones durante la perforación de los pozos de la plataforma PAD-1. Donde se observa que las severidades más altas se encuentran en la formación Freites, debido a que un alto trabajo direccional se planificó en esta formación. Las tasas de desvíos máximas son extremadamente altas por la ubicación de los objetivos y las restricciones para el desplazamiento vertical, observando una tendencia de la formación a buzarse naturalmente a la derecha.

Tabla N° 4.7 Rendimiento en las diferentes formaciones según el pozo

Formación	Litología	Pozo	Máximo Dog leg (°/100 pies)	Dog leg promedio (°/100 pies)	Observaciones
Mesa – Las piedra	Arenas de grano grueso, semiconsolidadas, intercaladas con lutitas, limolitas y lignito.	TUC-18	5,45	0,88	Formación con tendencia a buzarse a la derecha,
		TUC-19	6,09	3,01	
		TUC-20	5,56	2,32	
		TUC-21	6,01	2,86	
Freites	Arenas cuarzosas interdigitadas con limolitas hacia el tope. Se caracteriza por tener una sección gruesa de lutitas en la base.	TUC-18	6,96	4,09	Formación con tendencia a buzarse a la derecha.
		TUC-19	7,19	3,14	
		TUC-20	5,84	4,53	
		TUC-21	6,05	3,84	
Oficina	Se ubican las arenas productoras de hidrocarburos, Son poco consolidadas, con permeabilidades de 5000 mD e intercalaciones de lutitas y limolitas.	TUC-18	9,06	3,41	Formación dura con tendencia a buzarse a la derecha.
		TUC-19	6,72	2,88	
		TUC-20	8,5	4,06	
		TUC-21	5,72	4,01	

En los apéndices G .1, G .2 y G .3 se muestra el rendimiento de la sarta direccional utilizada en los pozos TUC-18, TUC-20 y TUC-21 respectivamente

donde se observa que la mayor tasa de construcción se da en la formación Freites obteniendo máximos “dog leg”.

4.3.2 Incidencias geológicas

La m echa m ostró señales de ha ber perforado s ecciones du ras, pos iblemente localizadas arriba del tope de la Formación Oficina. Los registros mostraron el tope de la Formación Oficina por encima de la profundidad estimada. Este pozo fue diseñado para llegar hasta el centro de la arena objetivo con una sección de 12 ¼ pulgadas totalmente horizontal. Para evitar los posibles problemas de inclinación causados por el leve buzamiento existente y a l mismo tiempo alcanzar el punto deseado dentro de la arena se decidió asentar el casing de 9-5/8 pulgada en el tope de la arena, lo que hizo que la sección no fuera totalmente horizontal. El Campo Tucupita se encuentra sobre un monoclinal de rumbo N 70° E, donde el basamento descende suavemente (4° a 5°) hacia el norte por esta razón la tendencia de girar hacia la derecha orientadas por el buzamiento existente, como se muestra en la figura 4.9.

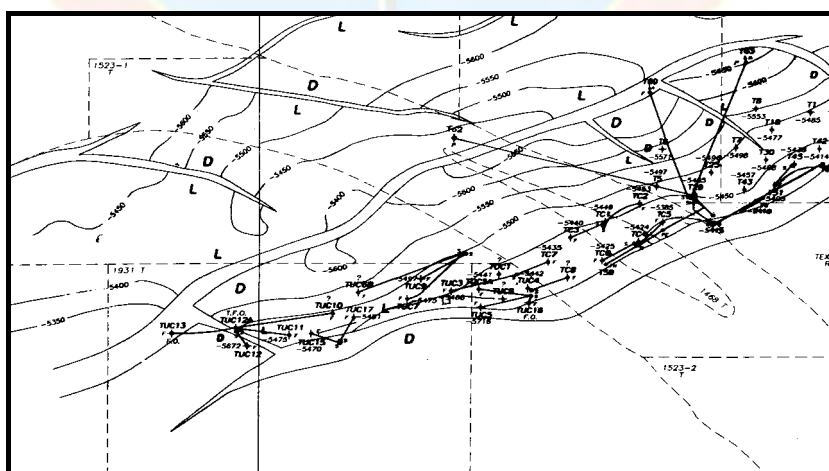


Figura N° 4.9 Mapa estructural del Campo Tucupita.

Fuente: Departamento de geología E.M. PETRODELTA.

4.4 ESTABLECIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL CAMPO TUCUPITA

4.4.1 Escenarios para mejorar diseño de las trayectorias

Tomando en cuenta que las trayectorias objetos de estudio son altamente complicadas y se corren muchos riesgos por la combinación de severidades y giros agresivos, donde la localización del equipo (punto de superficie) y la profundidad vertical del objetivo son datos que no son posibles modificar los cuales generan un desplazamiento horizontal muy corto (este valor es en función de los puntos mencionados), por lo que surge este tipo de trayectorias con desplazamiento negativo con el fin de alcanzar el objetivo, para esto entonces se debe considerar el estudio realizado para plantear una trayectoria que se adapte a los requisitos que el departamento de geología impone.

Luego de analizar las trayectorias planificadas y como fueron realmente ejecutadas, los problemas operacionales ocurridos durante la construcción de los pozos TUC-18, TUC-19, TUC-20 y TUC-21 construidos en la plataforma PAD-1, el rendimiento del motor en las diferentes formaciones del Campo Tucupita y los factores que inciden al diseño de trayectorias con alto índice de dificultad direccional. Se hace necesario crear criterios para lograr optimización de las trayectorias, para esto se plantearán dos escenarios donde el índice de dificultad direccional es bajo por la condición ideal que se le da a la herramienta de construir a severidades reguladas y muy poco giro, traduciendo esto en mejores tiempos, ahorro en costos y bajos riesgos de problemas durante la práctica operacional. Los escenarios planteados se describen a continuación:

1er escenario: con el punto de desvío KOP somero será posible contar con un desplazamiento vertical mucho mayor minimizando los altos ángulos de severidad y la tortuosidad en el hoyo reduciendo posibles inconvenientes de torque, arrastre, poca restricción por el tamaño del hoyo para bajar los equipos o el revestidor, etc. Es adaptable a la técnica de producción artificial requerida, los "dog leg" planificados son bajos lo que permitiría tener mejoras en el desempeño del trabajo direccional con muy poco giro como se observa en la figura 4.11.

Propuesta para pozo TUC-40H1 (KOP SOMERO)

El pozo que se plantea en la figura 4.10 será perforado verticalmente hasta 1200 pies, punto en el cual se comenzará a desviar a una tasa de $3,80^\circ$ hasta llegar a una inclinación de $3,88^\circ$ y $256,81^\circ$ de azimut a 1302,1 pies MD y 1302 pies TVD. Se comenzará a perforar tangencialmente manteniendo ángulo hasta 4102,1 pies MD y 4095,6 pies TVD, punto en el cual se desvia a una tasa de $3,80^\circ/100$ pies hasta alcanzar 90° de inclinación y 243,09 de azimut a 6372,7 pies MD/5505 pies TVD donde se encuentra el punto de entrada a la arena. Seguidamente se perforará horizontalmente manteniendo inclinación hasta llegar a 7851,7 MD/ 5505 pies TVD.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	1200,0	1200,0	0,00	0,00	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
3	1302,1	102,1	3,88	256,81	1302,0	-0,8	-3,4	3,4	3,80	256,81	3,80	0,00	OPT AL TAN	
4	4102,1	2800,0	3,88	256,81	4095,6	-44,0	-187,7	188,2	0,00	0,00	0,00	0,00	(ditto)	
5	6372,7	2270,7	90,0	243,09	5505,0	-705,1	-1540,4	1693,7	3,80	-13,74	3,79	-0,60	PE TUC40H1 (KOP SOMERO)	
6	7851,7	1479,0	90,0	243,09	5505,0	-1374,3	-2859,3	3172,4	0,00	0,00	0,00	0,00	BT6 Curve	TD TUC40H1 (KOP SOMERO)

Figura N° 4.10 Plan direccional para propuesta con KOP somero

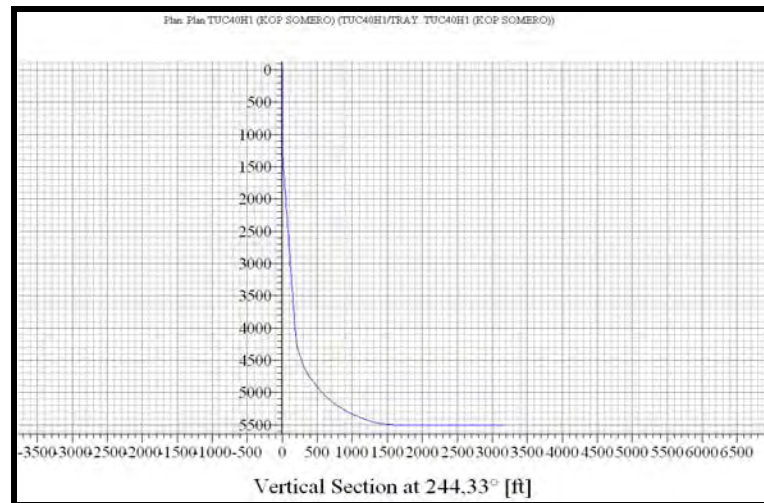


Figura N° 4.11 Sección vertical para propuesta con KOP somero

Sería perforado como se observa en la figura 4.12 con un índice de dificultad direccional de 4,981 y un “dog leg” promedio de 1,5°/100 pies lo que representaría una trayectoria con baja tortuosidad, permitiendo trabajar con pocos problemas durante la construcción del pozo.

Average Dogleg over Plan:	1,15 °/100ft
Directional Difficulty Index (DDI):	4,981

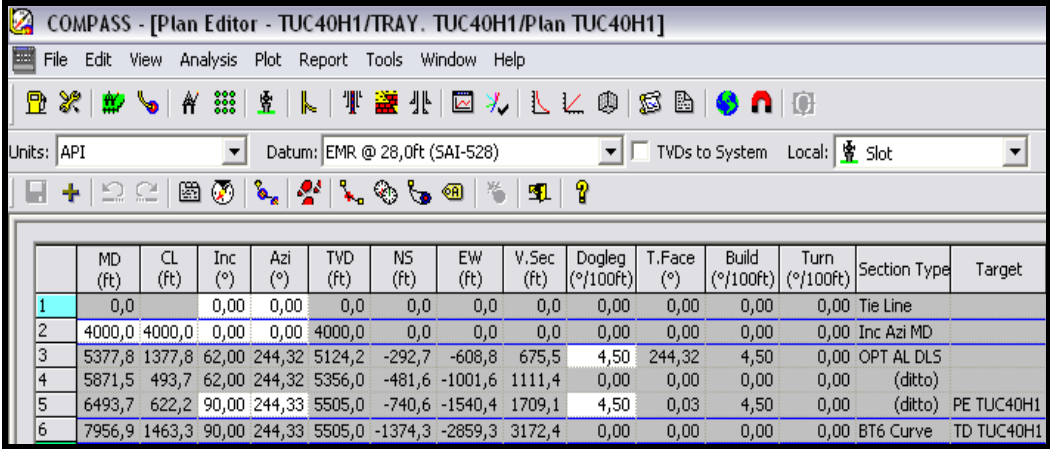
Figura N° 4.12 Índice de dificultad direccional para KOP somero

2do escenario: con el KOP profundo, la construcción de trayectorias KOP profundo como se muestra en la figura 4.14 minimizaría el porcentaje de deslizamiento ya que la sección con alta actividad direccional sería corta y aumentaría la rotación durante la construcción del pozo. Colocando el punto de desvío a más de 4000 pies, con “dog leg” entre 4,50°/100 pies. Disminuiría el desplazamiento horizontal con mayor grado de severidad a la hora de construir ángulo pero sin giro, los dog leg planificados serían solo para construir, lo que permitiría alcanzar el objetivo a la profundidad correcta y disminuyendo a su vez el

índice de dificultad de rección. Siempre cumpliendo con los parámetros mínimos para la completación del pozo.

Propuesta para el pozo TUC-40H1 (KOP PROFUNDO)

El pozo que se plantea en la figura 4.13 será perforado verticalmente hasta 4000 pies (KOP), donde se comenzará a desviar a $4,50^\circ/100$ pies hasta lograr 62° de inclinación a $244,32^\circ$ de azimut a 5377,8 pies MD/ 5124 pies TVD. Se perforará tangencialmente manteniendo ángulos hasta 5871,5 pies MD/5356 pies TVD, punto en el cual se comenzará a desviar, esta vez a una tasa de $4,50^\circ/100$ pies hasta aterrizar en la arena objetivo a una inclinación de 90° a 6493,7 pies MD/ 5505 pies TVD. Seguidamente se procederá a perforar horizontalmente hasta tener 7956,9 pies MD.



	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	4000,0	4000,0	0,00	0,00	4000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
3	5377,8	1377,8	62,00	244,32	5124,2	-292,7	-608,8	675,5	4,50	244,32	4,50	0,00	OPT AL DLS	
4	5871,5	493,7	62,00	244,32	5356,0	-481,6	-1001,6	1111,4	0,00	0,00	0,00	0,00	(ditto)	
5	6493,7	622,2	90,00	244,33	5505,0	-740,6	-1540,4	1709,1	4,50	0,03	4,50	0,00	(ditto)	PE TUC40H1
6	7956,9	1463,3	90,00	244,33	5505,0	-1374,3	-2859,3	3172,4	0,00	0,00	0,00	0,00	BT6 Curve	TD TUC40H1

Figura N° 4.13 Plan direccional para propuesta con KOP profundo

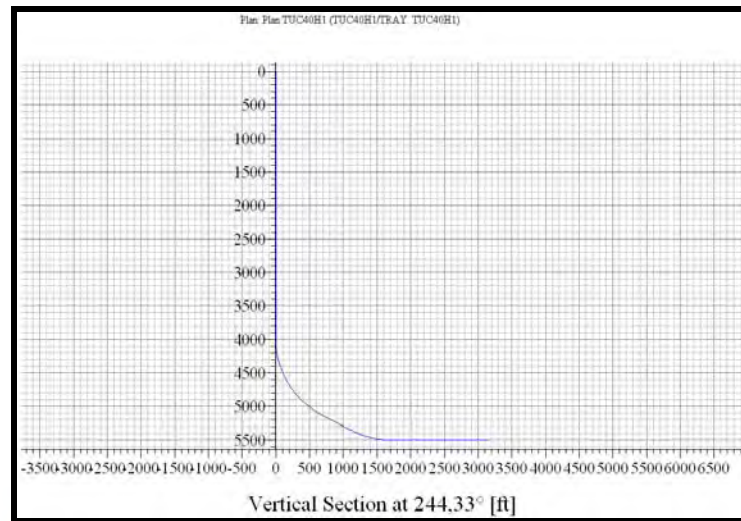


Figura N° 4.14 Sección vertical para propuesta con KOP profundo

Perforado como se muestra en la figura 4.15 con un índice de dificultad direccional de 5,014 y un “dog leg” promedio de 1,13°/100 pies lo que representaría una trayectoria con baja tortuosidad, permitiendo trabajar con pocos problemas durante la construcción del pozo.

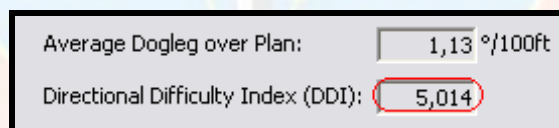


Figura N° 4.15 Índice de dificultad direccional de la propuesta con KOP profundo

Evaluando las trayectorias propuestas según los resultados de rendimiento de la sarta estudiada, se puede proponer como mejor plan direccional el pozo con KOP profundo cumpliendo con los requerimientos para garantizar un buen control direccional minimizando el porcentaje de deslizamiento y sin giros, esto permitiría crear una trayectoria con baja tortuosidad disminuyendo a su vez el índice de dificultad direccional.

El 1er escenario a pesar de tener un índice de dificultad bajo de $4,981^{\circ}/100$ pies con respecto al escenario propuesto con KOP profundo, la trayectoria con KOP somero representa mayor dificultad debido a que exige giros mayores con “dog leg” de $3,80^{\circ}/100$ pies para girar $-0,60^{\circ}/100$ pies con construcción de $3,79^{\circ}/100$ pies. Según el comportamiento de la formación y la respuesta de la sarta direccional de acuerdo a la estratigrafía a atravesar, se recomienda que necesariamente debe realizar pozos que exijan sólo construcción o giro, pero no ambos, para garantizar mayor control direccional y disminuir así los riesgos durante la práctica operacional.

El pozo con KOP profundo a pesar que esta trayectoria exige “dog leg” de $4,50^{\circ}/100$ pies, si se observa a detalle este “dog leg” es generado prácticamente por construcción, y sin giros, lo que facilita la perforación direccional del pozo. Además los altos “dog leg”, son suavizados con prácticas operacionales como contrarepaso.

4.4.2 Exigencias de las trayectorias para establecer diseño del BHA direccional para el pozo TUC-40H1

Según resultados de rendimiento de la sarta estudiada, la trayectoria exige que se deba realizar cambios en el BHA que disminuya el grado de riesgos operacionales durante la construcción de hoyo, para lo cual se plantea:

Incluir en el ensamblaje direccional sensor de mediciones cerca de la mecha: Durante el desarrollo de la perforación se requieren tomar decisiones a tiempo real para generar los resultados esperados. En la empresa mixta Petrodelta, C.A los BHA direccional no cuentan con un sensor de medición directa cercano a la mecha, lo que se traduce en que el direccional realice predicciones no muy precisas. Ésta situación en trayectorias difíciles como las planteadas, representan riesgos de desfase en los objetivos o incluso no alcanzarlos y por consiguientes posible causa de “side track” lo que representa pérdida de tiempo y por lo tanto pérdida de dinero.

La utilización de este sensor proporcionará mediciones en tiempo real de inclinación continua y gamma ray azimutal a sólo unas cuantas pulgadas de la mecha, lo que permite: tomas de decisiones rápidas, excelente geo-navegación (aumenta el tiempo de reacción geológicamente, resultando en una ubicación más confiable de los pozos) y habilidad para perforar en una trayectoria horizontal y disminución de posibilidad de “side track”, incremento de la ROP durante la construcción de la trayectoria, lo que se traduce en disminución de tiempos de perforación (incrementando la rentabilidad del mismo).

Incremento en el número de tubería pesada a la sarta de perforación: como resultado de los análisis de torque y rastreo de las trayectorias de los pozos perforados se obtuvo que la sarta presentó fatiga, aunque este no representó gran problema al momento de la perforación y deslizamiento, afectando la distribución de peso óptimo en la sarta. Por tanto se realizó sensibilidades en la cantidad de tubería pesada para el diseño del BHA con el programa Well Plan que formará parte de la sarta a utilizar, considerando que a mayor cantidad de “Heavy Weight” utilizada contribuye al incremento del torque en los casos críticos, efecto que fue contrarrestado por la optimización de las trayectorias. El número de tubería pesada planteado está entre 60 - 65 (1800 pies-2000 pies), lo que permite tener suficiente peso para realizar las operaciones de perforación y deslizamiento que son las más críticas durante la construcción del pozo.

Distribuir estabilizadores de una manera que el rendimiento de la sarta sea eficiente: el BHA direccional necesita de estabilizadores que den firmeza y seguridad cuidándola del contacto con las paredes del hoyo y controlando la desviación. Su utilización durante la construcción de pozos con complicadas trayectorias como las planteadas incrementaría la tasa de penetración al propiciar que la dirección de la fuerza resultante sobre la mecha coincida con el eje del hoyo, y evitando un posible colgamiento como el presentado en los pozos estudiados, además de reducir fatigas

entre conexiones de las barras al reducir el pandeo, pega de tubería al mantener la sarta alejada de las paredes del hoyo, dando buenos resultados durante la construcción de al tos “dog leg” al aumentar la rigidez de l ensamblaje de fondo, etc. Todo esto siendo recomendado en los reportes finales de los pozos.

Mecha con cortadores más cortos (16 mm) y con un perfil menos agresivo: durante la construcción de los pozos en el Campo Tucupita se perforan formaciones duras, teniendo como consecuencia desgaste de la mecha o problemas con cortadores rotos. Por lo que se recomienda mecha con cortadores más pequeños que resistan al peso que se le aplica y la rotación de la sarta, recordando que de una adecuada elección de la mecha va a depender el buen rendimiento del BHA direccional.

4.4.3 Diseño de BHA direccional para el pozo TUC-40H1

Considerando que en las trayectorias planteadas manejan un índice de dificultad elevado, aún y cuando se planteó criterios que ayudarán a mantener el control direccional durante la construcción del pozo, y tomando en cuenta las exigencias de la trayectoria se plantea el siguiente BHA que se muestra en la figura 4.16 que permitirá alcanzar la trayectoria propuesta para el pozo TUC-40H1:

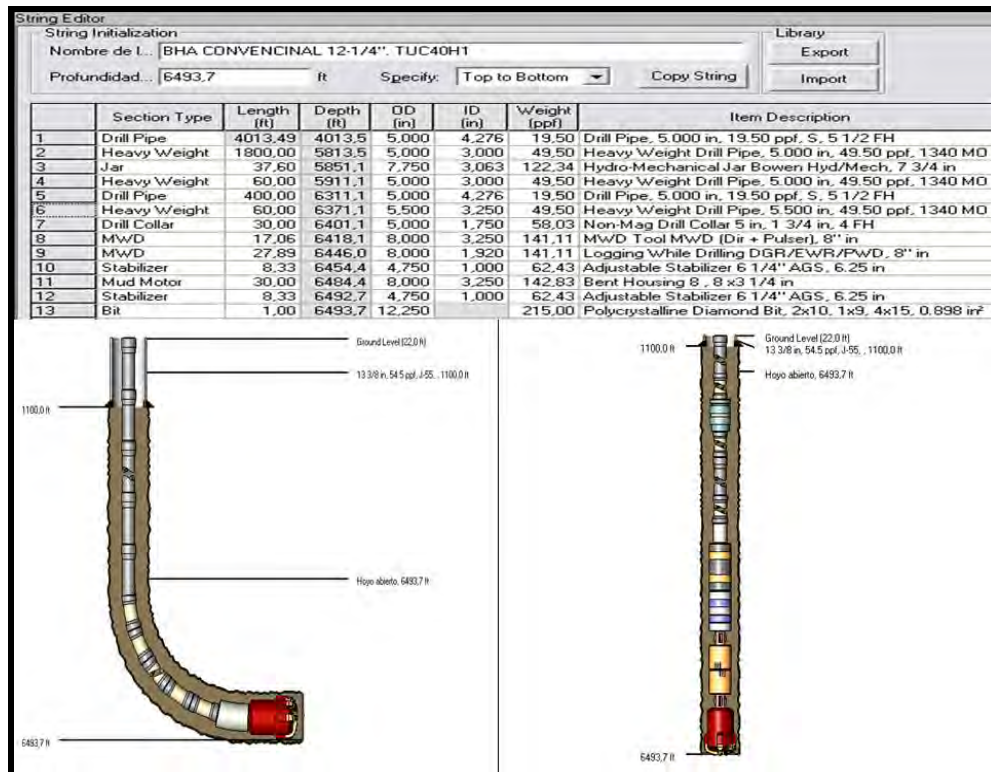


Figura N° 4.16 Propuesta de BHA para trayectoria de pozo TUC-40H1

El BHA que se presentará mostrado en la figura 4.16 contempla la utilización de mecha PDC 2x10, 1x9, 4x15 con cortadores cortos esto para garantizar la ampliación del hoyo intermedio ya que la formación Freites y tope de Oficina son muy abrasivas, con esto se evitaría que la mecha se dañe perdiendo sus cortadores (experiencias con pozos vecinos), y disminuyendo a sí su desempeño. Los estabilizadores de lante y después de l motor para darle rigidez neutralizando la vibración que genera interferencia con los sensores de medición y para poder mantener la dirección deseada, seguidamente los sensores de medición directa MWD Y LWD para tener información más a tiempo real y evitar la desviación de un hoyo perforado originalmente problema principal causado en los pozos estudiados, “Drill collar” no magnético para evitar que fuentes magnéticas interactúen con los sensores de medición, “Heavy Weight” con una distribución de “Drill Pipe” para no hacer la

sarta tan rígida al momento de incrementar inclinación, un martillo por seguridad ya que los riesgos de pega de tubería para pozos con este tipo de trayectorias son altos, “Heavy Weight” (60 tubos) necesario para darle suficiente peso a la mecha y mejorar su rendimiento, el resto de la sarta se completará con “Drill Pipe”.

De manera de evaluar la efectividad del BHA propuesto se realizó la simulación de torque y arrastre ver la figura 4.17, un torque de 8165 Klb, para el caso de rotando en el fondo del pozo, representando un torque moderado y aceptable, puede ser manejado por las experiencia operacionales estudiadas a los pozos de la plataforma PAD-1 y se aleja del límite permitido. Se comprueba que desde el punto de vista de diseño la trayectoria para el pozo TUC-40H1 se alcanzaría los objetivos planteados ya que la sarta tendría mayor rendimiento, observándose disminución en los torques, disminución de la tensión, mejor distribución del peso evitando el pandeo de la tubería.

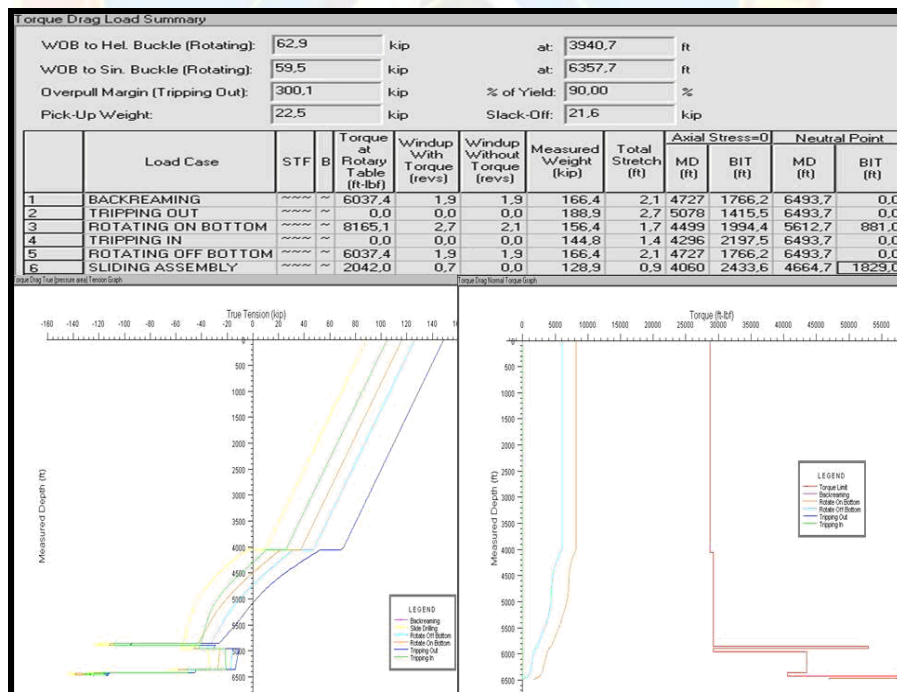


Figura N° 4.17 Torque y arrastre para el pozo TUC-40H1.

También fue necesario evaluar las condiciones de hidráulica del pozo TUC-40H1 en el que se muestra la figura 4.18, mejorando los porcentajes de acarreo de ripios debido a un buen diseño de un fluido que mejoraría su rendimiento. Se observa que para tener una limpieza efectiva del hoyo se necesitaría un caudal mínimo de 780 gpm- 860 gpm esto a 50 pph, mientras que a una tasa controlada de 700 gpm se observa un 8,20 % de sólidos en suspensión y 1,8 pulgadas de cama de ripio que mejora en cuanto a planificación con respecto a los pozos anteriores y puede ser manejado en el momento de la perforación ya que la experiencia operacional toma como un límite de 10% de sólidos en suspensión y 3 pulgadas de cama de ripio para pozos con este tipo de trayectoria.

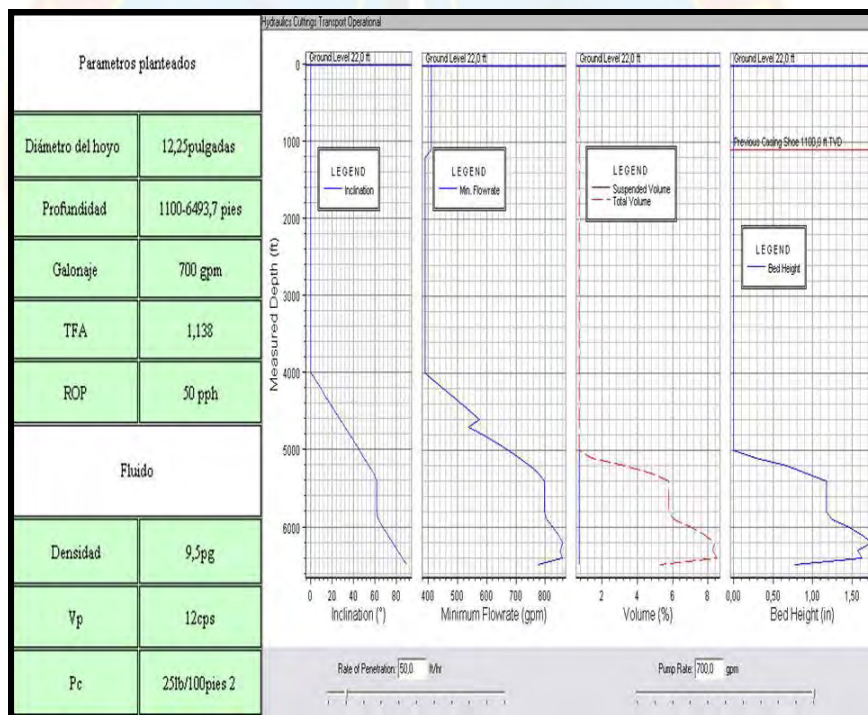


Figura N° 4.18 Hidráulica del pozo TUC-40H1

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ▲ Los pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20 y TUC-21) en el Campo Tucupita se planificaron con un alto índice de dificultad direccional, dependiendo principalmente de la ubicación del punto de superficie con respecto a las limitaciones de las coordenadas de fondo.
- ▲ El diseño de secciones complejas en el campo Tucupita ocasionó desviaciones notables respecto a la trayectoria planificada durante la construcción de los pozos en la plataforma PAD-1, exigiendo de deslizamientos en mayores proporciones para reajustar la misma.
- ▲ Durante la perforación de los pozos en la plataforma PAD-1 los altos valores de torque y arrastre, indican constantes riesgos de atascamiento de la sarta de perforación dentro del pozo, aumentando el desgaste de la tubería por las constantes maniobras que se realizaron, siendo solucionados mediante viajes de calibración.
- ▲ A medida que aumentaba la inclinación durante la construcción de los pozos en la plataforma PAD-1 sobrepasaron los límites permitidos de porcentaje de sólidos suspendido mayor a 10% y una cama de ripio mayor a 3 pulgadas, el caudal de la hidráulica exigía ser mayor para generar una mejor limpieza del hoyo.
- ▲ Los pozos estudiados presentaron alto índice de dificultad direccional durante su construcción (tortuosidad por alta severidad con una máxima 9,06°/100pies

en combinación con giros) afectando así la bajada del revestidor y de los equipos de completación

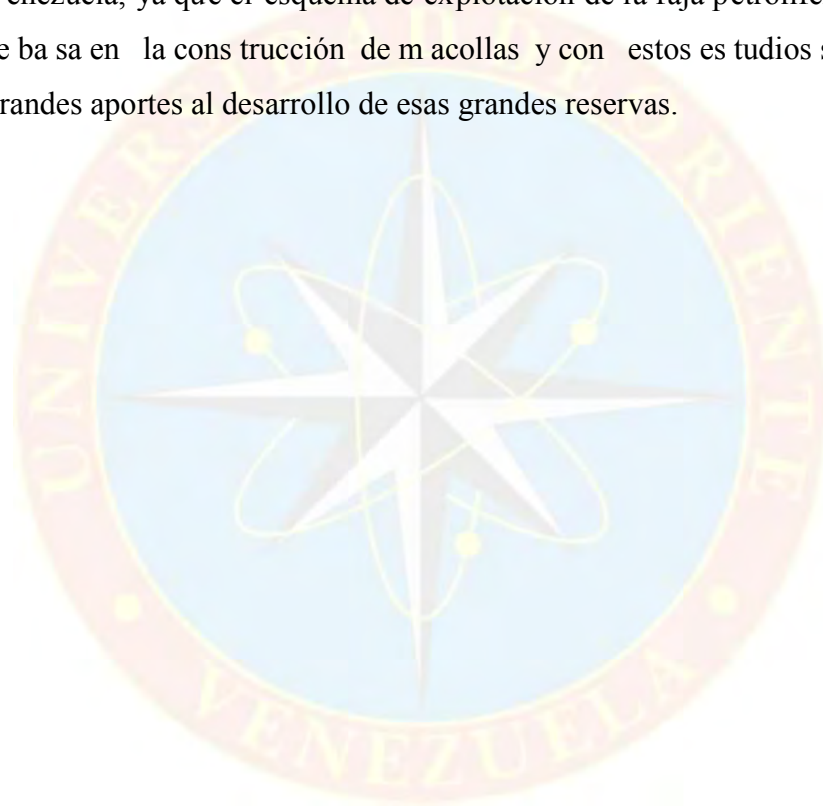
- ▲ Los motores de fondo utilizados en el campo Tucupita presentan menor rendimiento cuando se perfora en la Formación Oficina con respecto a la Formación Freites por la dureza de la misma y debido a que la perforación de un pozo con bajo porcentaje de deslizamiento permite tener mayor control direccional.
- ▲ Los Pozos 3D para el campo Tucupita con el punto de desvío lo más somero posible, permiten un desplazamiento vertical mayor, minimizando la severidad y la tortuosidad, mientras que pozos de radio corto minimizan el porcentaje de deslizamiento aumentando la rotación, con mayor grado de severidad, pero menor grado de giro lo que disminuye a su vez el índice de dificultad direccional.

5.2 RECOMENDACIONES

- ▲ Considerar en la configuración del ensamble direccional propuesto para el pozo TUC-40H1. El Sensor de Mediciones cerca de la mecha y utilizar mechas PDC para la perforación, así se garantizaría un mejor rendimiento de la sarta en el campo Tucupita.
- ▲ Diseñar trayectorias que exijan mayor construcción y menor giro para disminuir la dificultad direccional.
- ▲ De acuerdo a las complicadas trayectorias que se presentan en el campo Tucupita se debe mantener estricto control en las condiciones hidráulicas que permitan disminuir los problemas de limpieza del hoyo.
- ▲ En caso de presentarse problemas de alto torque, baja tasa de penetración y poco avance en las arenas del campo Tucupita; se recomienda primero repasar

el hoyo, bombear píldora viscosa y circular hasta retorno limpio para limpieza del hoyo, de no obtener resultados hacer viaje c orto hasta la zapata del revestidor, para evaluar condiciones y proceder a la toma de decisiones en conjunto con los custodios del pozo.

- Realizar estudio que pueda proponer mejoras para la perforación de pozos con alto índice de dificultad direccional a nivel científico y tecnológico en Venezuela, ya que el esquema de explotación de la faja petrolífera del Orinoco se basa en la construcción de macollas y con estos estudios se efectuarían grandes aportes al desarrollo de esas grandes reservas.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACOSTA, J. (2007). "Evaluación de las Actividades de Perforación Direccional en el Pozo Horizontal mfb-737, Campo Bare, Distrito Social San Tomé, Estado Anzoátegui". Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

ARIAS, F. (1999). "El Proyecto de Investigación, Introducción a la Metodología Científica", (3ra edición). Caracas, Venezuela: Epistame.

ANTEPARA, C. (2012). "Curso de Diseño y Construcción de Pozos Inclinados, Direccionales, Horizontales y Múltiples"

BENTON VINCLER S, A. (2004). Histórico de Producción, Campo Tucupita Equipo evaluador. Caracas, pp 15-32.

GONZÁLEZ J,; ITURRALDE A, J. Y PICARD X. (1980). "Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas". Editorial foninves, caracas-venezuela, tomo I pp 926.

GORGONES, I. (2004). "Fundamentos de Perforación Direccional". schulmberger.

MARVAL, L. (2007). "Análisis de los Registros Direccionales Realizados en el Campo Lagunillas del Estado Zulia". Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

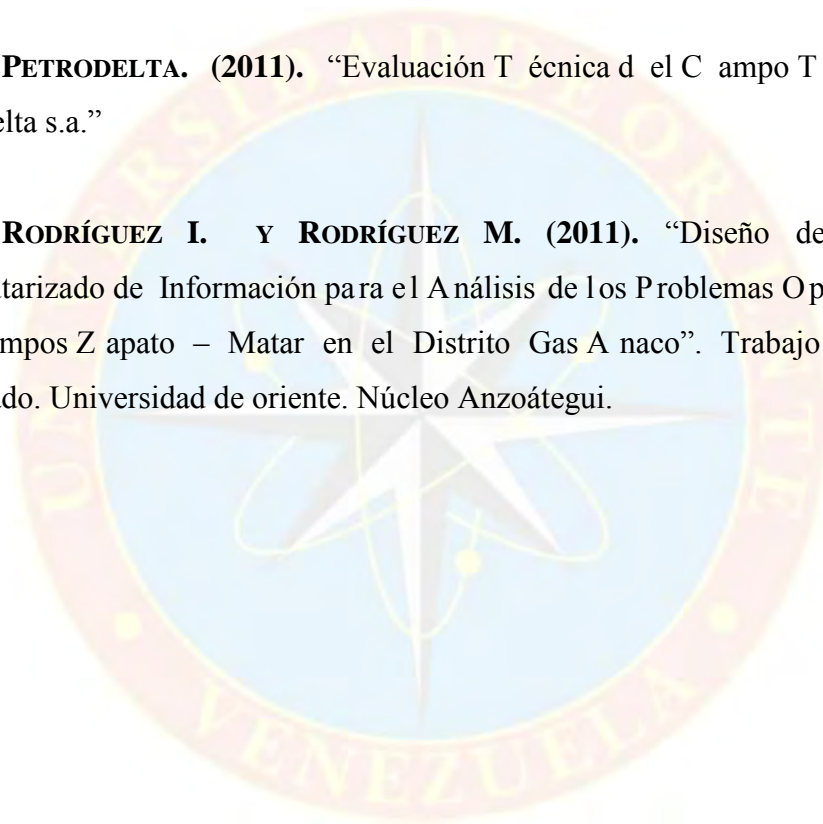
MOLERO, J. (2011). "Curso Perforación Direccional". drilling consultin, C.A.

OSMARY, F. (2012). “Modelo Estático, Usando Métodos Geoestadísticos, del Yacimiento Oficina 40 del Campo Tucupita, Cuenca Oriental de Venezuela“. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente, núcleo Bolívar.

PETRODELTA. (2013). “Programa de Perforación 2013 E.M. PETRODELTA. SA”

PETRODELTA. (2011). “Evaluación Técnica del Campo Tucupita, E.M. Petrodelta s.a.”

RODRÍGUEZ I. Y RODRÍGUEZ M. (2011). “Diseño de un Sistema Computarizado de Información para el Análisis de los Problemas Operacionales en los Campos Zapato – Matar en el Distrito Gas Anaco”. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui.





APÉNDICES



APENDICE "A"

PLAN DIRECCIONAL DEL POZO TUC-18

A.1 Pozo TUC- 18

En la tabla A.1 se muestra la información general del pozo para la perforación del pozo TUC-18 del Campo Tucupita.

Tabla A.1 Información general del pozo TUC-18

Campo	Tucupita
Operador	Benton vinccler
Clasificación	Desarrollo
Coordenadas UTM superficie	N: 1002108,40 E: 601260,12
Coordenadas UTM objetivo	N: 1002204,00 E: 601712,00
Coordenadas UTM de fondo	N: 1002293,00 E: 602160,00
Punto de desvío	3766 pies
Máximo ángulo de inclinación	90,0°
Elevación del terreno (GL)	6 pies
Elev. de la mesa rotaria (DF)	15 pies
TVD	5470 pies
MD	7843 pies
Tipo de terminación	Pozo horizontal con terminación a hoyo abierto.
Ubicación en superficie	535,34 m S_69°1'42,86''_W del pozo TUC-03
Plataforma	PAD-1

A.2 Plan direccional del pozo TUC-18

En la figura A.1 se plantea que el Pozo TUC-18, se diseño para ser perforado verticalmente hasta 3766 pies (KOP), donde se comenzará a desviar a 3,80°/100 pies hasta lograr 90° en inclinación a 71,5° de azimut. Luego se perforará girando hacia

la derecha la derecha (manteniendo la inclinación) a una tasa de $0,97^\circ/100$ pies, hasta TD (7843 pies MD/5470 pies TVD) con inclinación final de 90° y 86° en azimut.

COMPASS - [Plan Editor - TUC 18/Tuc-18 Original/Design #1]

File Edit View Analysis Plot Report Tools Window Help

API: [] Datum: Elevacion Mesa Rotana @ 15.0ft TVDs to System: Local: [] Slide North Grid: []

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-23.0	0.0	0.0	1002108	601260	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	3766.0	3766.0	0.00	0.00	3766.0	3743.0	0.0	0.0	1002108	601260	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	3931.1	165.1	8.27	175.47	3930.8	3907.8	-9.0	0.7	1002105	601260	-1.1	3.80	175.47	3.80	0.00	OPT AL CD	
4	6339.9	2408.8	90.00	71.50	5470.0	5447.0	213.6	1402.5	1002204	601712	1515.3	3.80	-103.89	3.40	-4.32	(dita)	PE TUC-18
5	7842.5	1502.6	90.00	86.03	5470.0	5447.0	605.6	2952.4	1002293	602160	3013.8	0.97	90.00	0.00	0.97	ET& Curve	TD TUC-18
																Insert Line	

Figura A.1 Plan direccional pozo TUC-18

La figura A.2, se muestra el diseño de la sección vertical y vista de planta de las trayectorias propuestas para el pozo TUC-18.

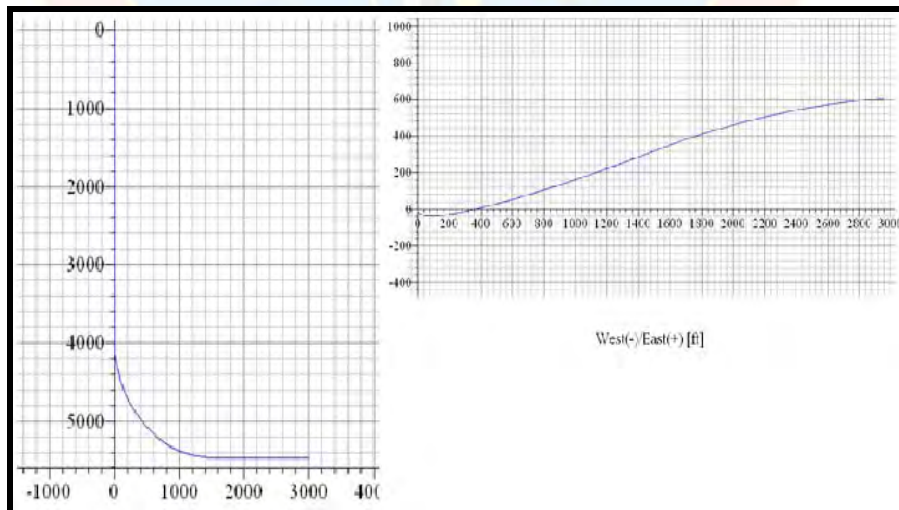


Figura A.2 Vertical sección del pozo TUC-18

En la figura A.3, se muestra que el índice de dificultad con que se diseñó el pozo TUC-18 es de 5,001 y un “dog leg” promedio de 1,43°/100 pies.



Figura A.3 Índice de dificultad direccional planificado pozo TUC-18

Tal como se observa en la figura A.2, el máximo trabajo de severidad y giro se planificó en la formación Freitas para alcanzar la mejor alineación posible al punto de entrada, realizar la tangente izquierda y así evitar al tos “dog leg” y giros en la formación Oficina; sin embargo la planificación arrojó “dog leg” de 3,8 °/100 pies de los cuales 3,48 son para construir y 4,32°/ 100 pies para girar a la izquierda esta formación.

A.3 Consideraciones de torque y arrastre para el pozo TUC-18

En la figura A.4 se muestra un resumen de los parámetros más importantes resultado de la simulación del BHA. La sarta no sufre de formaciones de pandeo ni fatiga, BHA aceptable para el tipo de trayectoria así como también el peso promedio aplicado durante la fase de perforación (10-20 klbs) y deslizamiento son aceptables. El punto neutro rotando en el fondo 1403 pies y deslizando a 2112,5 pies, e stos valores están dentro del rango.

También se observa que el máximo torque obtenido en la sarta es de 9015,2 Klbs en el caso de rotando en fondo (perforando), e sto se debe a que durante la perforación además del efecto de la rotación de la sarta y el motor, se dispone de peso para lograr la perforación de las formaciones. Durante el contrarepaso y rotando fuera del hoyo también se obtiene un valor importante del torque (pero menor que el caso

anterior). En el caso 6 de deslizándose observa un torque de 3403 K lb l o que corresponde al torque de la mecha.

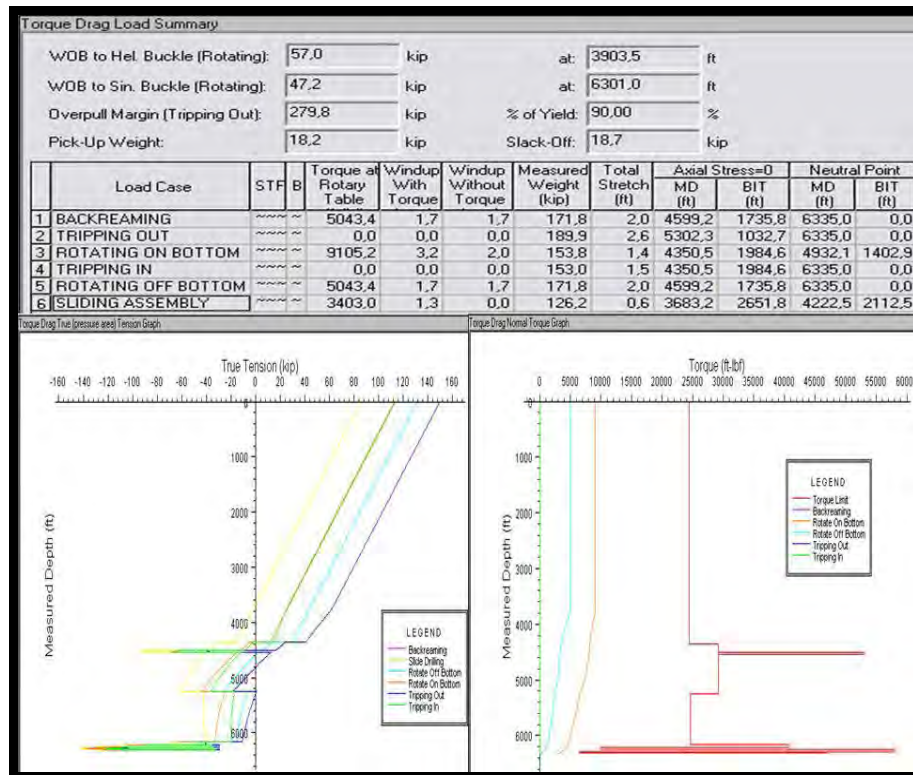


Figura A.4 Torque y arrastre pozo TUC-18 planeado

A.4 Consideraciones de hidráulica para el pozo TUC-18

En la figura A.5 los resultados obtenidos corresponden a la utilización de valores promedio de caudal y tasa de penetración de 700 gpm y 50 pph respectivamente, tomando en cuenta que estos valores cumplen con la capacidad de bombeo del equipo de superficie.

Por otra parte la simulación a roja que el caudal mínimo requerido por la complejidad de la trayectoria es en un rango entre 800 gpm y 900 gpm, sin

embargo la premisa planificada es un caudal de 700 gpm que permite perforar a una tasa regulada de 50 pph y manejar una generación de ripio controlada. El mayor volumen de sólido suspendido y de cama de ripios se observa al final de la trayectoria (donde se tienen alta inclinación) es de 2,1 pulgadas lo que corresponde a un 10% de ripio acumulado.

La simulación indica que por la complejidad del plan hidráulico a utilizar puede llegar a ser un problema al final de la perforación del pozo ya que los porcentajes de ripios serían mayores a los permitidos. Una descontrolada acumulación de ripios en el fondo del pozo podría generar pega de tubería, arrastre, pérdida de sartas direccionales, incremento de presión, etc.

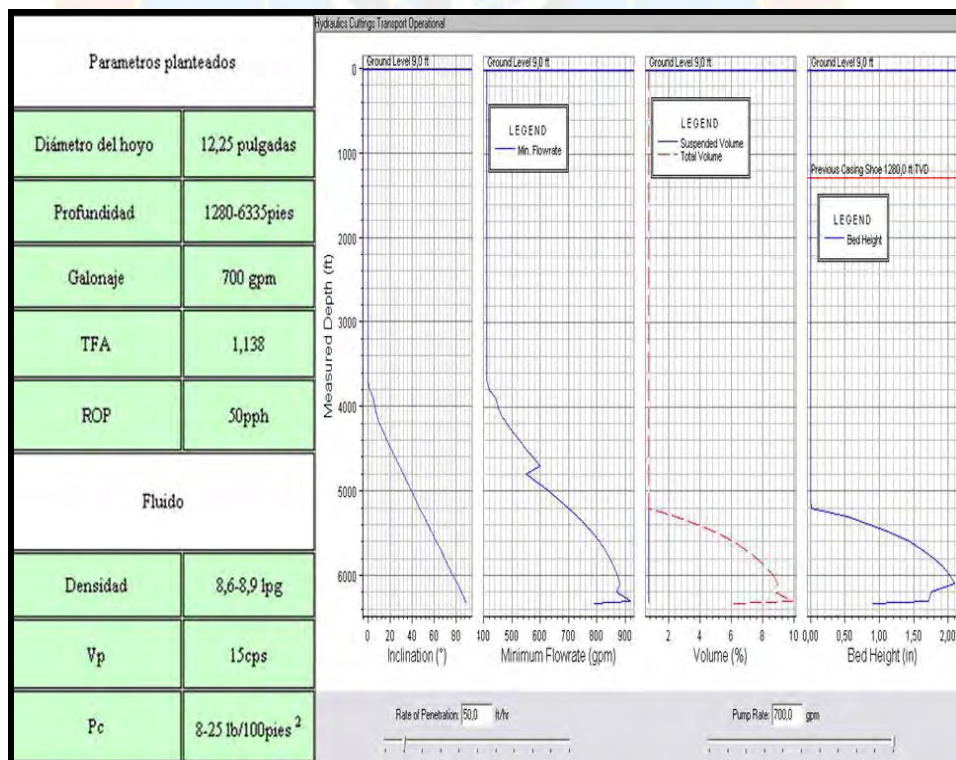


Figura A.5 hidráulica del pozo TUC-18 planeada.



APENDICE "B"
PLAN DIRECCIONAL DE POZO TUC-20

B.1 Pozo TUC- 20

En la tabla 4.1 se muestra la información general del pozo para la perforación del pozo TUC-20 del Campo Tucupita.

Tabla B.1 Información general del pozo TUC-20

Campo	Tucupita
Operador	Benton vinccler
Clasificación	Desarrollo
Coordenadas UTM superficie	N: 1002130,80 E: 601242,38
Coordenadas UTM objetivo	N: 1002090,00 E: 601180,00
Coordenadas UTM de fondo	N: 1001930,00 E: 600830,00
Punto de desvío	1500 pies
Máximo ángulo de inclinación	90,0°
Elevación del terreno (GL)	6 pies
Elev. de la mesa rotaria (DF)	15 pies
TVD	5570 pies
MD	8008 pies
Tipo de terminación	Pozo horizontal con terminación a hoyo abierto.
Ubicación en superficie	544,59 m S_71°53'36,3''_W del pozo TUC-03
Plataforma	PAD-1

A.2 Planificación del diseño de la trayectoria del Pozo TUC-20

En la figura B.1 muestra que el pozo TUC-20 fue diseñado para ser perforado verticalmente hasta 1500 pies (KOP), donde se comenzará a desviar a 3,5°/100 pies con una dirección N-E hasta lograr 40,0° en inclinación y 65,90° de azimut @ 2643 pies. Una vez allí, se tumbará ángulo a una tasa de 0,97° hasta obtener 30° de

inclinación @ 3679 pi es. Se perforará tangencialmente hasta 3779 pi es MD (3487 pies TVD) manteniendo la misma orientación. Se continuará tumbando ángulo a 4,15°/100 pies, logrando la vertical a 4500 pies MD (4175 pies TVD), girando hacia la derecha para lograr 146,72° en este punto. Se continuará construyendo ángulo y girando a la derecha con la misma tasa de construcción y de giro de 4,15°/100 pies hasta obtener 77,97° con una zimut de 244,86° @ 6381 pi es. Se perforará una segunda tangente hasta 6428 pies MD (5537 pies TVD) y se continuará trabajando levantando ángulo hasta lograr los 90°, con una zimut de 245,40° @ 6745 pi es MD (5570 pies TVD). Se continuará perforando horizontalmente hasta TD (8008 pies MD / 5570 pies TVD).

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-29.0	0.0	0.0	1002130	601242.	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	1500.0	1500.0	0.00	0.00	1500.0	1471.0	0.0	0.0	1002130	601242.	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	2642.9	1142.9	40.00	65.90	2552.3	2523.3	156.4	-349.6	1002178	601348.	-364.7	3.50	65.90	-3.50	0.00	Inc Azi DL5	
4	3679.0	1036.1	30.00	67.67	3400.0	3371.0	391.4	894.6	1002250	601515.	-927.3	0.97	174.92	-0.97	0.17		
5	3779.0	100.0	30.00	67.67	3486.6	3457.6	410.4	940.9	1002255	601529.	-974.4	0.00	270.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
6	6381.0	2602.0	77.97	244.86	5526.8	5497.8	-17.9	137.9	1002125	601284.	-90.7	4.15	177.11	1.84	6.81	Inc Azi MD	
7	6428.0	47.0	77.97	244.86	5536.6	5507.6	-37.4	96.2	1002119	601271.	-46.7	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
8	6745.0	317.0	90.00	245.40	5569.7	5540.7	-169.7	-189.3	1002079	601184.	254.2	3.80	2.59	3.79	0.17	Inc Azi MD	
9	8008.0	1263.0	90.00	245.40	5569.7	5540.7	-695.5	-1337.6	1001918	600834.	1460.2	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	

Figura B.1 Plan direccional pozo TUC-20

En la figura B.2, se muestra el diseño de la sección vertical y vista de planta de las trayectorias propuestas para el pozo TUC-20

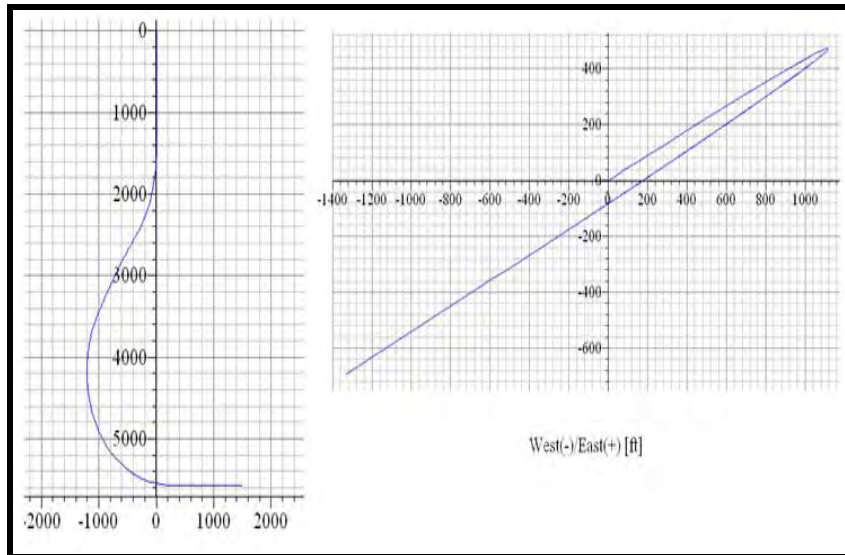


Figura B.2 Vertical sección del pozo TUC-20

En la figura B.3, se muestra el índice de dificultad con que se diseñó el pozo TUC-20 e indica que se planificó con un índice de dificultad de 5,632 por lo que se estima una trayectoria con alta tortuosidad y “dog leg” promedio de $3,12^{\circ}/100$ pies.

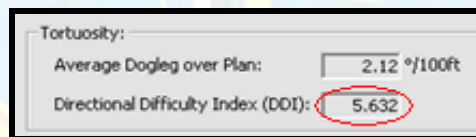


Figura B.3 Índice de dificultad direccional planificado pozo TUC-20

En la figura B.2 el máximo trabajo de severidad y giros se planificó en la formación Freites para alcanzar la mejor alineación posible al punto de entrada, realizar la tangente requerida y así evitar altos “dog leg” y giros en la formación Oficina; sin embargo, la planificación arrojó “dog leg” de $4,15^{\circ}/100$ pies y girar con $6,81^{\circ}/100$ pies a la derecha valores altos, esto se debe a la dificultad del plan.

B.3 Evaluación de torque y arrastre para el pozo TUC-20

Tal como se observa en la figura B.4, la sarta no sufre de formaciones de pandeo ni fatiga, esto indica que la configuración de la sarta perforación es aceptable para el tipo de trayectoria así como también el peso promedio (8-15 klb) aplicarse durante la fase de perforación y deslizamiento. El punto neutro de la sarta rotando en el fondo se ubica a 1165 pies y deslizando a 2261 pies, estos valores son lógicos pues en el momento de deslizar se coloca peso adicional al que se somete la sarta mientras se está perforando y por tanto más longitud de la sarta está sometido a compresión.

El máximo torque obtenido en la sarta es de 14965 Klb en el caso de rotando en fondo. Durante el contrarepaso también se obtiene un valor importante del torque (pero menor que el caso anterior) de igual manera en el caso 5 (rotando fuera del hoyo) debido a la tortuosidad de la trayectoria y la exigencia direccional para la construcción de la misma. Se observa en el caso 6 deslizando un torque de 2600 Klb lo que corresponde al torque de la mecha, durante esta operación no hay rotación de la tubería, solo del motor. Estos torques obtenidos en los casos 1, 3, 4 son altos por tanto, se planifica viajes de calibración en las zonas de altas severidad, sin embargo están por debajo del torque límite de la que soporta la tubería.

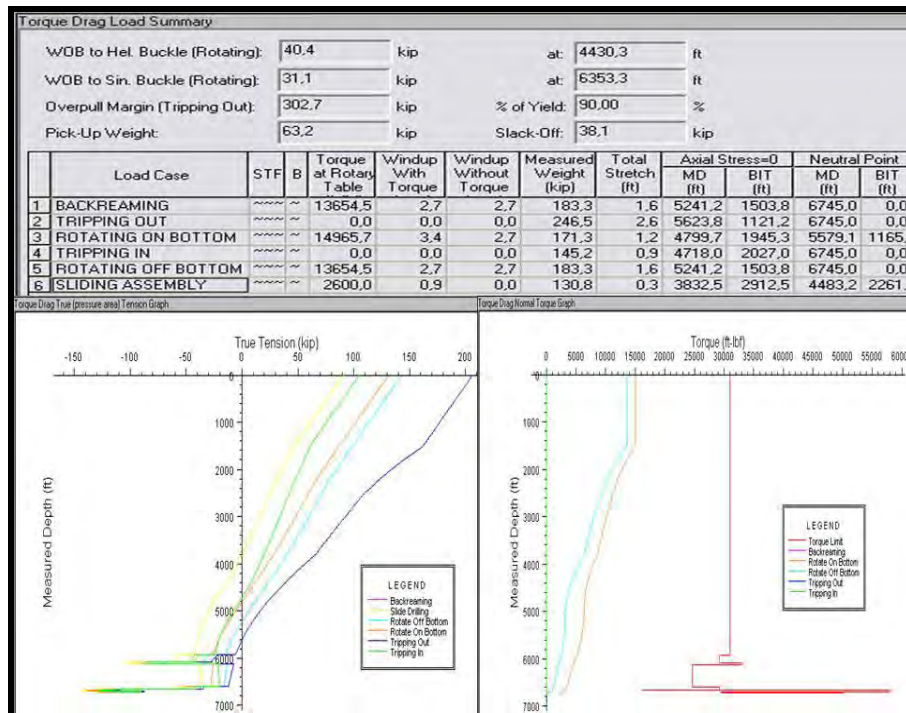


Figura B.4 Torque y arrastre pozo TUC-20 planeado

B.4 Evaluación de hidráulica para el pozo TUC-20

En la figura B.5 dado los resultados obtenidos corresponden a la utilización de valores promedio de caudal y tasa de penetración de 700 gpm y 60 pph, respectivamente, tomando en cuenta que estos valores cumplen con la capacidad de bombeo de la equipo de superficie. La simulación a roja que es el caudal mínimo requerido por la complejidad de la trayectoria y está en un rango algo elevado. El mayor volumen de sólido suspendido y de cama de ripios se observa al final de la trayectoria (donde se tienen alta inclinación) es de 2,1 pulgadas y 9,50% de ripio acumulado. La hidráulica se acepta a nivel de planificación, pero se debe tener en cuenta la complicada trayectoria podría generar problemas en el momento de la construcción del hoyo.

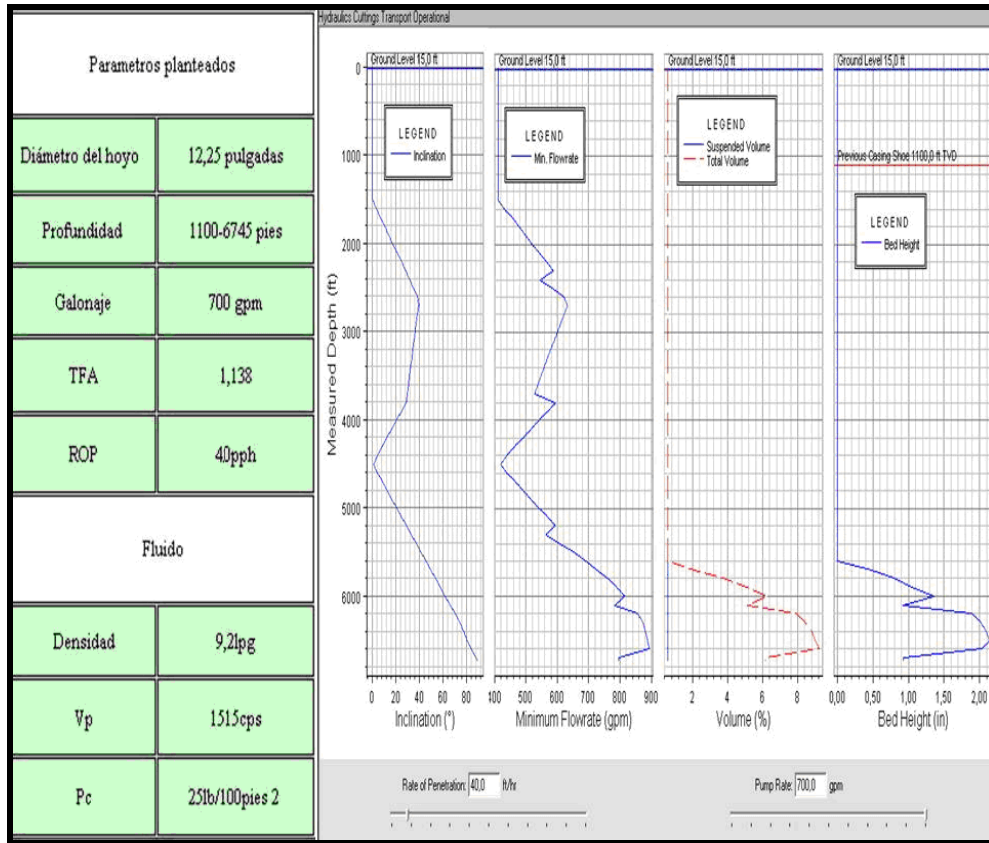


Figura B.5 hidráulica del pozo TUC-20 planeada.



APENDICE “C”

PLAN DIRECCIONAL DEL POZO TUC-21

C.1 Pozo TUC-21

En la tabla 4.1 se muestra la información general del pozo para la perforación del pozo TUC-21 del Campo Tucupita.

Tabla C.1 Información general del pozo TUC-21

Campo	Tucupita
Operador	Benton vinccler
Clasificación	Desarrollo
Coordenadas UTM superficie	N: 1002131,96 E: 601227,61
Coordenadas UTM objetivo	N: 1002090,00 E: 601370,00
Coordenadas UTM de fondo	N: 1002160,00 E: 601805,00
Punto de desvío	1200 pies
Máximo ángulo de inclinación	90,0°
Elevación del terreno (GL)	6 pies
Elev. de la mesa rotaria (DF)	15 pies
TVD	5586 pies
MD	8206 pies
Tipo de terminación	Pozo horizontal con terminación a hoyo abierto.
Ubicación en superficie	558,28 m S_72°28'57,25''_W del pozo
Plataforma	PAD-1

C.2 Planificación del diseño de la trayectoria del Pozo TUC-21

En la figura C.1 se observa que pozo TUC- 21 se diseñó para ser perforado verticalmente hasta 1200 pies (KOP), donde se comenzara a construir ángulo a una tasa de 2,98 °/100 pies para crear un “nudge”, manteniendo la dirección de 256° hasta

alcanzar 41,00° a 2578 pies MD, una vez allí se tumbara la inclinación inicialmente a 0,36° / 100 pies hasta tener 39° de inclinación, luego se aumentará la tasa de caída de ángulo y se comenzará a girar hacia la izquierda con tasa combinada de 4,27°/100 pies, hasta lograr 16,92° de inclinación y 249,47° en azimut. Seguidamente se perforará tangencialmente un intervalo de 100 pies desde 3650 pies MD hasta 3750 pies MD y se continuará tumbando hasta cero grados y se seguirá construyendo hacia el este a una tasa de 3,5°/100 pies hasta 86,67° de inclinación y 80,80° de azimut a 6759 pies MD/ 5544 pies TVD. Se continuara perforando con una pequeña tasa de 0,23°/100 pies (90,0° inclinación, 80,92° azimut) hasta TD (8206 pies MD/ 5586 pies TVD).

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-29.0	0.0	0.0	1002131	601227	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	1200.0	1200.0	0.00	0.00	1200.0	1171.0	0.0	0.0	1002131	601227	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	2578.0	1378.0	41.00	254.00	2463.4	2434.4	-130.2	-454.1	1002092	601089	-398.7	2.98	254.00	2.98	0.00	Inc Azi MD	
4	3133.6	555.6	39.00	254.00	2888.9	2859.9	-228.6	-797.2	1002062	600984	-700.2	0.36	180.00	-0.36	0.00	Inc Azi DLS	
5	3650.0	516.4	16.92	249.47	3342.3	3313.3	-300.7	-1026.8	1002040	600914	-899.9	4.29	183.49	-4.28	-0.88	Inc Azi MD	
6	3750.0	100.0	16.92	249.47	3438.0	3409.0	-310.9	-1054.0	1002037	600906	-923.2	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
7	5682.7	1902.7	49.97	81.26	5158.3	5129.3	-295.5	-533.3	1002041	601065	-428.1	3.50	-170.18	1.74	-8.84	OPT At CDI	
8	6757.1	1104.4	88.34	80.86	5544.0	5515.0	-137.7	467.2	1002090	601370	467.0	3.47	-0.65	3.47	-0.04	(dlt)	PE TUC-21
9	8203.2	1446.1	88.34	80.86	5586.0	5557.0	92.0	1894.3	1002160	601805	1791.1	0.00	0.00	0.00	0.00	BT6 Curve	TD TUC-21

Figura C.1 Plan direccional pozo TUC-21

En la figura C.2, se muestra el diseño de la sección vertical y vista de planta de las trayectorias propuestas para el pozo TUC-21.

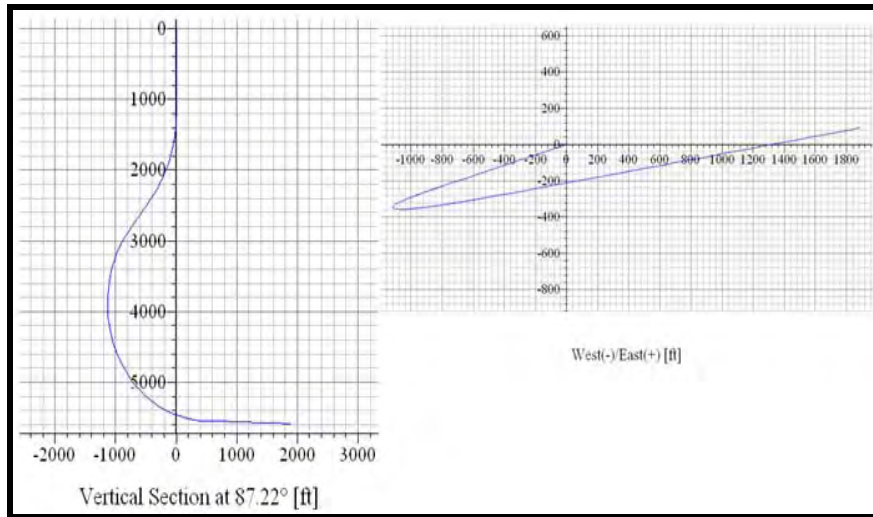


Figura C.2 Vertical sección del pozo TUC-21

En la figura C.3, se muestra el índice de dificultad con que se diseñó el pozo TUC-21 e indica que se planificó con un índice de dificultad de 5,562 por lo que se estima una trayectoria con alta tortuosidad y “dog leg” promedio de 2,07°/100 pies.

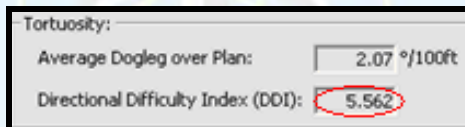


Figura C.3 Índice de dificultad direccional planificado pozo TUC-21

En la figura C.2 se observa que el máximo trabajo de severidad y giro se planificó en la formación Freitas para alcanzar la mejor alineación posible al Punto de Entrada, realizar la tangente requerida y así evitar los “dog leg” y giros en la formación Oficina; sin embargo la planificación arrojó “dog leg” de 3,50 °/100 pies y giros de 1,74°/100 pies cumpliendo con el plan establecido.

C.3 Evaluación de torque y arrastre para el pozo TUC-21

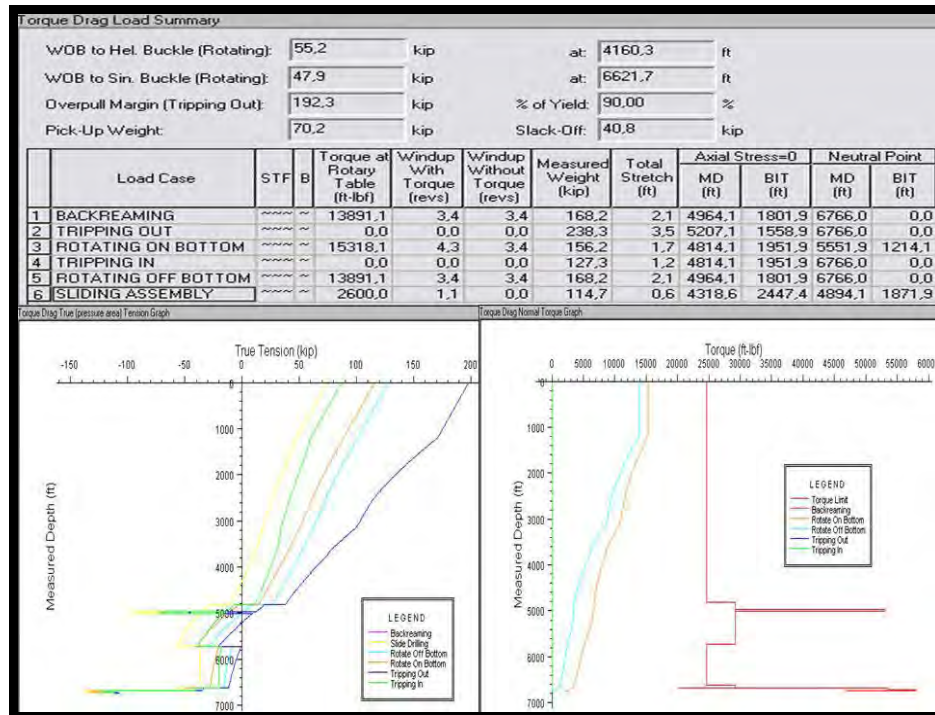


Figura C.4. Torque y arrastre pozo TUC-21 planeado.

En la figura C.4 se observa que la sarta no sufre de formaciones de pandeo ni fatiga, este indica que la configuración del sarta perforación son aceptables para el tipo de trayectoria así como también el peso promedio (8-15 kilo libras) aplicado durante la fase de perforación y deslizamiento. El punto neutro de la sarta rotando en el fondo se ubica a 1214 pies y deslizando a 1872 pies, estos valores son lógicos ya que al momento de deslizarse coloca peso adicional al que se soporta la sarta mientras se está perforando y por tanto más longitud de la sarta está sometido a compresión. Se observa el máximo torque obtenido en la sarta es de 15318 libras-pies en el caso de rotando en fondo (perforando), esto se debe a que durante la perforación además del efecto de la rotación de la sarta y el motor, se dispone de peso para lograr la perforación de las formaciones, durante el contrarepaso también se

obtiene un valor importante del torque (pero menor que el caso anterior) de igual manera en el caso 5 (rotando fuera del hoyo) debido a la tortuosidad de la trayectoria y la exigencia direccional para la construcción de la misma. Se observa en el caso 6 deslizando un torque de 2600 libras lo que corresponde al torque de la mecha, durante esta operación no hay rotación de la tubería, solo del motor.

C.4 Evaluación de hidráulica para el pozo TUC-21

En la figura C.5 dado los resultados obtenidos corresponden a la utilización de valores promedio de caudal y tasa de penetración de 700 gpm y 40 pph, respectivamente tomando en cuenta que estos valores cumplen con la capacidad de bombeo del equipo de superficie. Por otra parte la simulación arroja que el caudal mínimo requerido por la complejidad de la trayectoria está en un rango 910 gpm, sin embargo, la premisa planificada es un caudal de 700 gpm que permite perforar a una tasa regulada de 40 pph y manejar una generación de ripio controlada. El mayor volumen de sólido suspendido y de cama de ripios se observa al final de la trayectoria (donde se tienen alta inclinación) es de 2,3 pulgadas y 9,60% de ripio acumulado. Es aceptable desde el punto de vista de planificación ya que se puede controlar la generación de ripio, pero se debe tener en cuenta su comportamiento durante la construcción del hoyo ya que podría generar un grave problema.

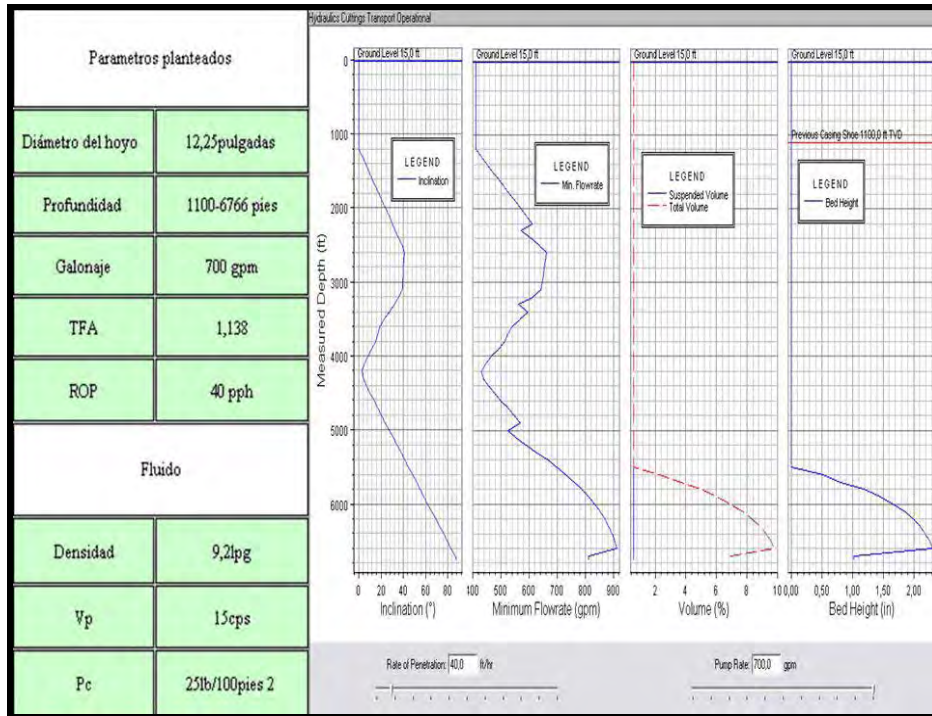


Figura C.5 Hidráulica del pozo TUC-21 planeada



APENDICE "D"
(PROLEMAS OPERACIONALES DEL POZO TUC-18)

D.1 Pozo TUC-18

El pozo TUC-18 se perforó con problemas operacionales de alto torque, colgamiento de la sarta y problemas de hidráulica. El índice de dificultad direccional real fue de 5,299, lo que indica que la trayectoria se ejecutó con mayor tortuosidad que lo planificado (5,001). Con un “dog leg” (Severidad) promedio de 1,87°/100 pies alcanzando el máximo “dog leg” de 9,06°/100 pies a la profundidad de 5744 pies, formación Oficinas, Como se muestra en la figura D.1

Tortuosity:		
Average Dogleg over Survey:	1,87 °/100ft	
Maximum Dogleg over Survey:	9,06 °/100ft	at depth: 5744,0 ft
Net Tortuosity to be applied to Plans:	0,41 °/100ft	
Directional Difficulty Index (DDI):	5,299	

Figura D.1 Índice de dificultad direccional real pozo TUC-18

Problemas que se ocasionaron:

Pega de tubería

Saco sarta direccional en contrarepaso por problemas de arrastre hasta 5560 pies donde se observó atascamiento de la misma. Trabajó por 9 horas continuas martillando hasta que se liberó la sarta, esto se debió a fallas continuas de las bombas que no permitían mantener una buena hidráulica.

Arrastre

Se sacó la sarta de perforación y se observó muchos problemas de arrastre puntual de 30 klb, esto genera un desgaste en la sarta. Realizó contrarepaso hasta que esta pudo pasar libremente. Todo esto por falla con las bombas de lodo, y al momento

de sacar la sarta para hacer cambios en el BHA, la limpieza en el hoyo no era la óptima generando este problema.

Alto torque

La figura D.2 Los resultados obtenidos en la simulación de los valores reales comparados con lo planificado, la trayectoria real arrojó valores de torque que se adecuan a los planificados, los torques obtenidos aunque son altos se encuentran por debajo del torque límite en la práctica operacional. Se planificaron valores más altos de los que se presentaron, este no fue un problema de gran notabilidad durante la perforación. Siempre se mantuvo controlado, no se observa fatiga ni ningunas de las fuerzas axiales que amenazan al buen rendimiento de la sarta.

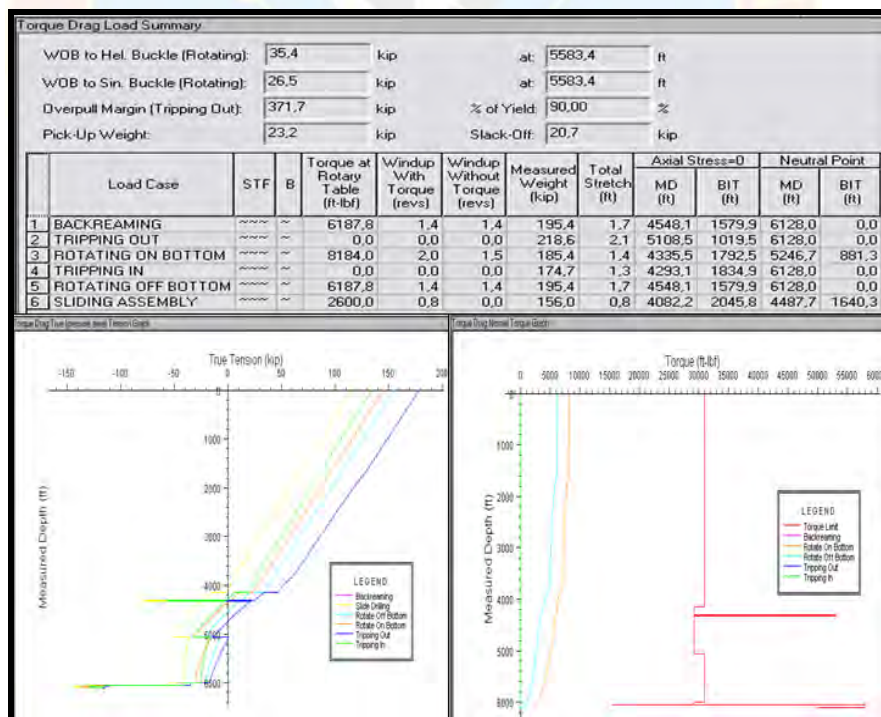


Figura D.2 Torque y arrastre real de pozo TUC-18

Hidráulica

Repetidas fallas de las bombas: quema e incendio del clutch de la bomba # 2, reparación de la bomba # 1 e ineficiencia de la bomba # 3 pusieron en riesgo la hidráulica del sistema. Esto dio como consecuencia pegada de tubería, arrastres y apoyos en la fase intermedia aunando a las complicadas trayectorias que se debían perforar. En la figura D.3, los resultados obtenidos corresponden a valores promedio de caudal y tasa de penetración utilizados durante la perforación (700 gpm y 60 pph). Estos valores son mayores a los planificados, lo que se debe a que se realizó un alto porcentaje de deslizamiento para ajustarse a la trayectoria planificada ya que durante esta operación se debe disminuir el caudal dando como resultado una limpieza de l hoyo menos efectiva obteniéndose una cama de ripio de 2,7 pulgadas y volumen de ripio de 16% comprometieron así la hidráulica del sistema.

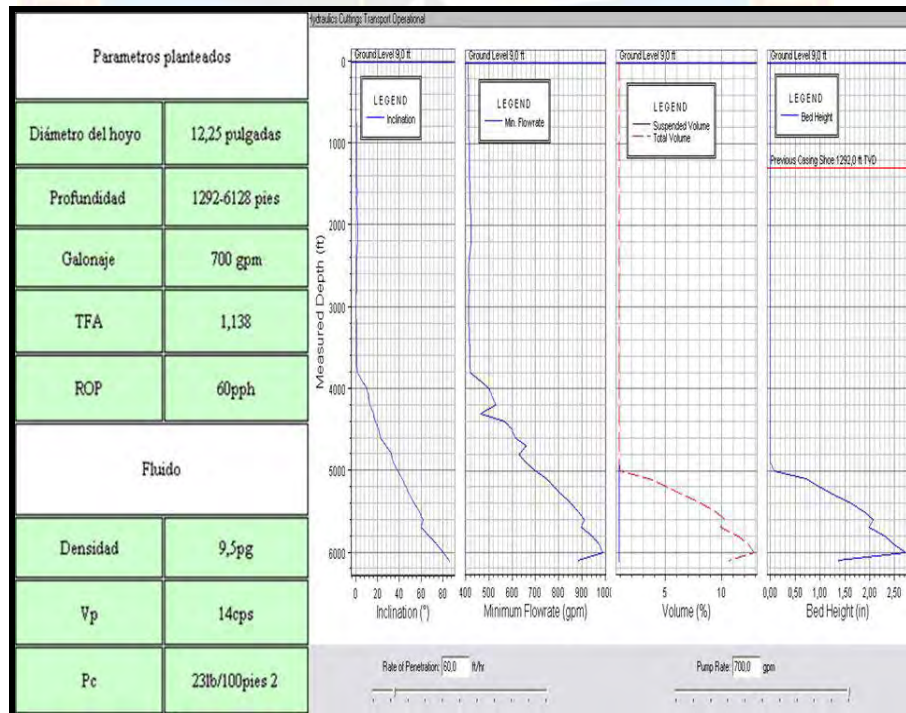
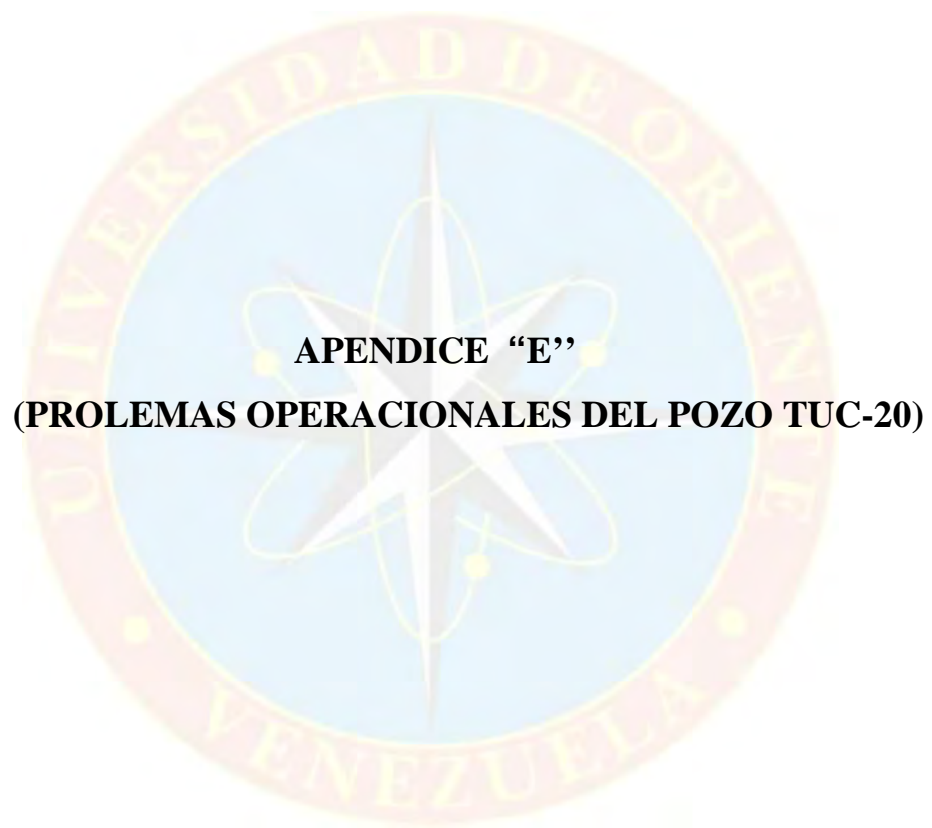


Figura D.3 Hidráulica real del pozo TUC-18



APENDICE "E"

(PROLEMAS OPERACIONALES DEL POZO TUC-20)

E.1 Pozo TUC-20

El pozo TUC-20 como se muestra en la figura E.1 se perforó con problemas operacionales, el índice de dificultad direccional real fue de 5,334, un índice menor al planificado con un “dog leg” promedio de 2,23°/100 pies alcanzando el máximo “dog leg” de 8,50 °/100 pies a la profundidad de 6423 pies en la formación Oficina.

Tortuosity:	
Average Dogleg over Survey:	2,23 °/100ft
Maximum Dogleg over Survey:	8,50 °/100ft at depth: 6423,0 ft
Net Tortuosity to be applied to Plans:	0,03 °/100ft
Directional Difficulty Index (DDI):	5,334

Figura E.1 Índice de dificultad direccional real pozo TUC-20

Problemas que se presentaron:

Arrastre

Se observó a la hora de sacar la sarta de perforación incrementando el peso de 25-30 klbs, se deben explorar alternativas para reducir el arrastre en la sección intermedia, el uso de lubricantes en el lodo podría ayudar a tener valores de torque más manejables, especialmente con los diseños de trayectorias de los pozos futuros.

Alto torque

Limitando la rotación por torque en la superficie este fue uno de los problemas principales durante la perforación del TUC-20 provocando grandes problemas de direccionamiento, incremento en el riesgo de fatiga en la tubería de perforación y bajo desempeño en tasas de perforación e incremento en el número de viajes.

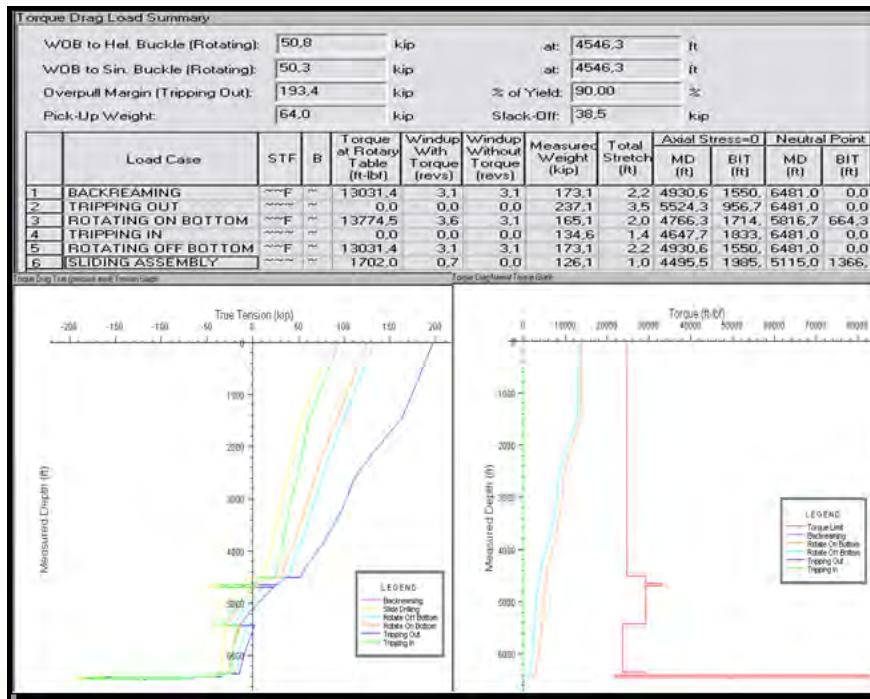


Figura E.2 Torque y arrastre real TUC-20

La figura E.2 los resultados obtenidos en la simulación de los valores reales comparados con lo planificado la trayectoria real arrojó valores de torque más altos a los esperados en plan, finalizando la perforación del hoyo intermedio con torque de hasta 14000 libras-pies con tendencia a parar el “top drive”, el alto torque se presentó por la complejidad de la trayectoria y aunque son altos se encuentran por debajo del torque límite en la práctica operacional, para disminuir torque se realizaron viajes de calibración. La sarta fue sometida a fatiga durante el contrarepaso y rotando fuera del hoyo. Esto se debe al incremento de las fuerzas axiales y de torsión, donde están las mayores severidades el efecto de tensión es mayor. La sarta se recostó de la sección de de splazamiento negativo, se presentó un lavado de tubería debido a las condiciones de perforación y al alto torque presentado.

Hidráulica

Continuos problemas ocasionados por fallas de las bombas de lodo, arrastres y apoyos en la fase intermedia estuvieron presentes durante la perforación, aparte de la complejidad de la trayectoria. En la figura E.3 los resultados obtenidos corresponden a valores promedios de caudal y tasa de penetración utilizados durante la perforación (700 gpm y 60 pph). Para ajustarse a la trayectoria planificada se realizó un alto porcentaje de deslizamiento ya que durante esta operación se debe disminuir el caudal dando como resultado una limpieza del hoyo menos efectiva obteniéndose una cama de ripio de 3,6 pulgadas y 17% de volumen de ripio. En la gráfica se verifica que la inclinación incrementa a partir del punto de desvío (1514 pies) y luego disminuye creando la sección negativa para nuevamente incrementar el ángulo de inclinación hasta obtener la horizontalidad con 90° a una profundidad de 5570 pies, maniobra que resulta de mucha complejidad para el personal direccional.

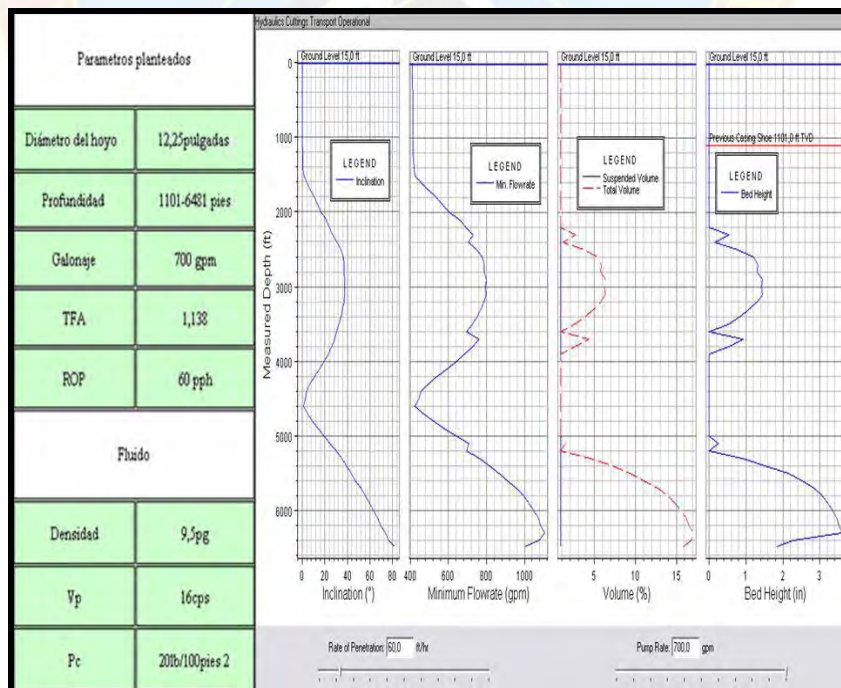


Figura E.3 Hidráulica real pozo TUC-20



APENDICE “F”
PROLEMAS OPERACIONALES DEL POZO TUC-21

F.1 Pozo TUC-21

El pozo TUC-20 se perforó con problemas operacionales de alto torque, problemas con la hidráulica y fallas con las herramientas direccionales. El índice de dificultad direccional real fue de 5,786, lo que indica que la trayectoria se ejecutó con mayor tortuosidad que lo planificado (5,562), Con un “dog leg” promedio de 2,63°/100 pies alcanzando el máximo “dog leg” de 7,00°/100 pies a la profundidad de 6670 pies en la formación Oficina como se muestra en la figura F.1

Tortuosity:		
Average Dogleg over Survey:	2,63 °/100ft	
Maximum Dogleg over Survey:	7,00 °/100ft	at depth: 6670,0 ft
Net Tortuosity to be applied to Plans:	0,50 °/100ft	
Directional Difficulty Index (DDI):	5,786	

Figura F.1 Índice de dificultad direccional real pozo TUC-21

Problemas que se presentaron:

Alto torque

El alto torque se presentó por la complicada trayectoria que debían perforar, esto limitaba al “top drive” para hacer rotar la sarta creando dificultad de construir ángulo debido a la alta tortuosidad. Se deben evitar la combinación de giro agresivo con sección negativa alta. La trayectoria se construyó con alta severidad, en la figura F.1 se muestra que la sarta estaba sometida a fatiga dur ante las operaciones de contrarepaso y rotando fuera del hoyo lo que dificultó las operaciones de perforación. Esto se debe al incremento de las fuerzas axiales y torsionales, donde es tan las mayores severidades el efecto de tensión es mayor. La sarta se recostó de la sección de desplazamiento negativo. Se presentó un lavado de tubería debido a las condiciones de perforación y al alto torque presentado.

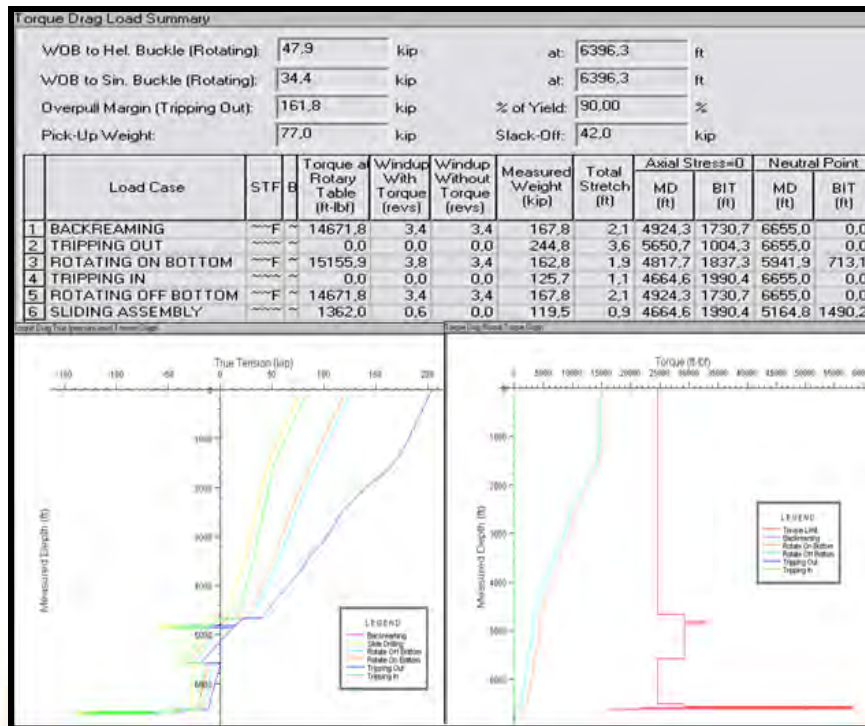


Figura F.2 Torque real TUC-21

Hidráulica

Continuos problemas ocasionados por fallas de las bombas de lodo estuvieron presentes durante la perforación de esta sección, aparte de las complicadas trayectorias a perforar.

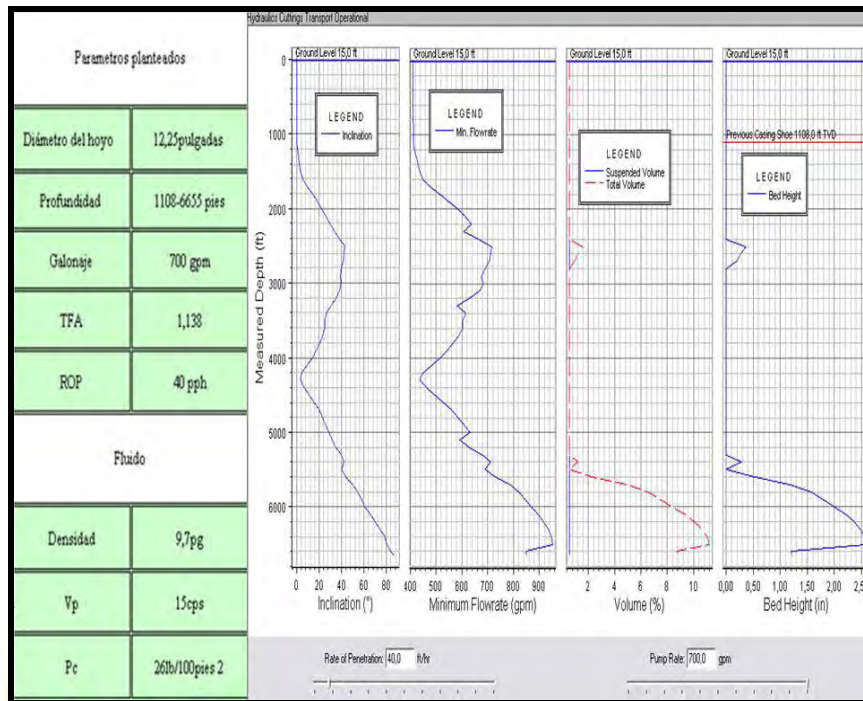


Figura F.3 Hidráulica real pozo TUC-21

En la figura F.3, los resultados obtenidos corresponden a valores promedios de caudal y tasa de penetración utilizados durante la perforación (700 gpm y 40 pph). Valores mayores a los planeados, lo que se debe a que se realizó un alto porcentaje de deslizamiento para ajustarse a la trayectoria planeada ya que durante esta operación se debe disminuir el caudal dando como resultado una limpieza del hoyo menos efectiva obteniéndose una cama de ripio de 2,60 pulgadas y un 11,20% de volumen lo que indica que se vio comprometida. En la gráfica se verifica que la inclinación incrementa a partir del punto de desvío (1200 pies) y luego disminuye creando la sección negativa para nuevamente incrementar el ángulo de inclinación hasta obtener la horizontalidad con 89° a una profundidad de 5553 pies, maniobra que resulta de mucha complejidad para el personal direccional.



APENDICE "G"

RENDIMIENTO DE LA SARTA DEL POZO TUC-18

G.1 Comportamiento del BHA utilizado del pozo TUC-18

En la perforación del hoyo intermedio de 12¼ pulgadas del pozo TUC-18 se utilizó un ensamblaje de perforación direccional con medida PDC D S104 12¼ pulgadas nueva, Motor 1,5°, LWD (CDR 8”), ADN -8 + MWD, (Power pulse), Monel 8pulgadas + 5pulgadas HWDP, Martillo 5pulgadas + HWDP.

Se comenzó a perforar el hoyo intermedio desde 1302 pies hasta 3757 pies verticales. Con un punto de desvío a 3757' deslizando un 12% y rotando un 88% en la formación mesa-las piedras, con un máximo “dog leg” de 5,45°/100 pies. Perforó con un “dog leg” promedio de 4,2° deslizando 41% y rotando 59% en la formación Freites donde la herramienta demostró un buen desempeño. Desde 3757 pies hasta 3987 pies se desvió el pozo a 170° azimut, hasta alcanzar una inclinación de 6°, para desviar a los pozos cercanos. A 3987 pies se giro y levantó la inclinación desde 6° hasta 82,6°. En la formación Oficina se tumbó ángulo a 1,8°/100 pies rotando. Se deslizo 100% pero la inclinación no gano más de 2,5°/100 pies y se necesitó 5,5°/100 pies para llegar al punto de entrada del objetivo, el máximo “dog leg” en esta formación fue 9,06°/100 pies. Realizó “Side Track” para mejorar entrada a la arena productora, desde 5650 pies MD hasta 6131 pies y entro a la arena principal con una profundidad de 6215 pies. En la formación Oficina deslizo 51% y roto 49%.

La perforación se llevo hasta alcanzar el objetivo a 7599 con una inclinación de 90° y un azimut de 85°. La trayectoria con respecto al plan quedo 1° a la izquierda.

G.2 Comportamiento del BHA utilizado del pozo TUC-20

En la perforación del hoyo intermedio de 12¼ pulg del pozo TUC-18 se utilizó un ensamblaje de perforación direccional con medida PDC D S104HGNSUW 12

¼pulgadas, Motor 1,5°, Saver Sub, LWD (RAB 8pulgadas), MWD, Saver sub, Monel 8pulgadas + 5pulgadas HWDP, Martillo 5pulgadas + HWDP.

Se comenzó a perforar el hoyo de intermedio de 12 ¼ pulgadas desde 1101 pies hasta 1514 pies verticalmente. A 1514 pies se comenzó el punto de desvío deslizando 46% y rotando 54% en la formación mesa las piedras donde a 1694 pies se observa una buena respuesta por parte de la herramienta a una razón de desvío promedio de 3,4 °/100 pies hasta una profundidad de 2551 pies con un máximo “dog leg” de 5,56°/100 pies. Desde 2551 pies hasta 3360 pies, se mantuvo una inclinación promedio de 37° con un azimut 66° para realizar la tangente requerida y así cumplir con el plan. A partir de 3360 pies se tumbó el ángulo a una rata promedio de 2,9°/100 pies hasta verticalizar a una profundidad alrededor de 4550 pies, alcanzado una sección negativa máxima de 1190 pies. Desde este punto comenzó a perforar la formación Freitas que representa fase de construcción final del pozo donde se obtuvo un máximo “dog leg” 5,92°/100 pies a una rata promedio de 4,4°/100 pies deslizando 64% y rotando 36% sin problemas con la artidireccional y respondiendo a lo establecido en el plan. Ya dentro de la formación Oficina se perforó incrementando inclinación desde 80,1° hasta 91,5° a 6983 pies con una tasa promedio de 3,0°/100 pies y un máximo “dog leg” de 8,50°/100 pies. Al llegar a 7180 pies entró a una zona de baja ROP (35 pies/horas), por lo cual se decidió mantener una inclinación de 88° con la finalidad de ir paralelos al buzamiento de la formación.

La perforación se llevó hasta alcanzar el objetivo a 7745 pies MD con una inclinación de 90° y un azimut de 245°. La trayectoria con respecto al plan quedó 8 pies arriba en TVD, en esta formación perforó deslizando 48% y 52% rotando.

G.3 Comportamiento del BHA utilizado del pozo TUC-21

En la perforación del hoyo intermedio de 12¼ pulg del pozo TUC-19 se utilizó un ensamblaje de perforación direccional con mecha PDC D S104HGNSUW 12 - 1/4pulgadas reconstruida, Motor 1,5°, Saver Sub, LWD CDR, saver sub, MWD, Saver sub, Monel 8pulgadas + 5pulgadas HWDP + 5pulgadas DP's + 5pulgadas HWDP + Martillo 6,19pulgadas + HWDP.

Se comenzó a perforar el hoyo intermedio de 12¼ pulgadas desde 1118 pies hasta 1200 pies verticalmente. A 1200 pies se comenzó el punto de desvío deslizando 57% y rotando un 43% en la formación mesa las piedras con un máximo “dog leg” de 6,01°/100 pies, fue a 1673 pies la herramienta empieza a responder generando un “dog leg” de 2,97°/100 pies. Se continuó perforando hasta 2556 pies donde se alcanza una inclinación 42,72° y un azimut 253,10°, en ese punto se comenzó a tumbar el ángulo de inclinación hasta 4238 pies a una rata de desvío hasta promedio de 2,73°/100 pies para verticalizar el pozo, realizar la tangente requerida y así cumplir con el plan. Seguido se comienza a perforar la formación Freites a 4617 pies deslizando 45% y rotando 55% en el cual se generó un máximo “dog leg” de 6,05°/100 pies, se siguió perforando 5675 pies hasta 6214 pies ya dentro de la formación Oficina donde se registro el máximo “dog leg” 6,98°/100 pies. Cuando se entro en la arena productora del TUC-18 el BHA direccional no respondió, no levanto la inclinación esperada de acuerdo a plan en ese punto por lo que requirió hacer un “side track” natural a 5416 pies MD hasta 5488 pies MD, continuo perforando hasta 6215 pies.

La perforación se llevo hasta al canzar el objetivo a 8043 pies con una inclinación de 89° y un azimut de 85°. La trayectoria con respecto al plan quedó 33 pies arriba en TVD, con inclinación menor a la requerida (1° arriba), y 5° a la izquierda, en la formación Oficina se deslizo 43% y roto un 57%..

HOJAS DE METADATOS

Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	EVALUACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN PARA MEJORAS EN LAS TRAYECTORIAS DE POZOS CON ALTO ÍNDICE DE DIFICULTAD DIRECCIONAL EN EL CAMPO TUCUPITA
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
DAVID RAFAEL GONZALEZ FIGUEROA	CVLAC	19.859.804
	e-mail	d.gonzaf@gmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Pozos
Indice
Dificultad
Direccional
Tucupita
Trayectoria
Perforación
Torque
Hidráulica

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

Dentro del plan de explotación y perforación de la Empresa Mixta Petrodelta, S.A., Se tiene Campo.,
planificado la construcción de un (1) nuevo pozo (TUC-40H1) en la plataforma PAD-1 ubicada en el
Tucupita, donde se encuentran perforados cuatro (4) pozos (TUC-18, TUC-19, TUC-20, TUC-21). En
vista de las dificultades direccionales generadas durante la construcción de estos pozos, los tiempos no
productivos y costos asociados, se tuvo la necesidad de evaluar las actividades de perforación para
mejorar el diseño de las trayectorias de pozos con alto índice de dificultad direccional. Para este
estudio se analizaron los pozos tomando en cuenta los valores de índices de dificultad direccional que
presentaron al momento de la planificación, como parámetro crítico de comparación entre trayectoria
planificada y real, considerando la estratigrafía local, el desplazamiento de las coordenadas norte-sur o
este-oeste, el desplazamiento vertical y punto de asentamiento de la bomba, se evaluaron el torque,
arrastre y limpieza del pozo. Se identificó el sistema de perforación de fondo utilizado y su
rendimiento a los diferentes niveles en las formaciones que se atravesó durante la perforación
Finalmente se definieron criterios que permitan mejorar el diseño de las trayectorias direccionales
donde se plantearon dos (2) escenarios: el primero fue ubicar el punto de desvío lo mas somero posible
donde se va a contar con un desplazamiento vertical mucho mayor minimizando los altos ángulos de
severidad y la tortuosidad. El segundo escenario fue colocar el KOP lo más profundo lo que
disminuiría el porcentaje de deslizamiento con mayor grado de severidad y menor grado de giro.
Considerando las trayectorias planteadas luego se propuso un diseño de BHA que permitirá alcanzar
las trayectorias propuestas y disminuirá los problemas operacionales que pudiesen generarse durante la
construcción de los nuevos pozos

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ING. DEASY OSUNA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	10.148.701
	e-mail	Deasyo@hotmail.com
	e-mail	
ING. JAIME DIAZ	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	16.312.449
	e-mail	diazjudo@hotmail.com
	e-mail	
ING. FERNANDEZ LENNY	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.184.481
	e-mail	fernandezalo@gmail.com
	e-mail	
ING. CORDOVA ALFRELIA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	alfrelia@hotmail.com
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
26	11	2013

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
David G.F	doc

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

INGENIERO DE PETROLEO

Nivel Asociado con el trabajo:

PREGRADO

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *Mazley*
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

Cordialmente,
Juan A. Bolaños Cuvare
JUAN A. BOLANOS CUVARE
Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

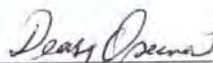
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



TUTOR
David González



TUTOR
Deasy Osuna