

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



DISEÑO DE UNA PROPUESTA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE
UN POZO EN LA LOCALIZACIÓN MAV-X1, UBICADO EN EL
MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES DEL ESTADO
ANZOÁTEGUI

Realizado por:

Bejarano González, Danny F.

Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Agosto de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



DISEÑO DE UNA PROPUESTA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE
UN POZO EN LA LOCALIZACIÓN MAV-X1, UBICADO EN EL
MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES DEL ESTADO
ANZOÁTEGUI

Asesores

Ing. Francisco Carrera
Asesor Industrial

Ing. Félix Acosta
Asesor Académico

Puerto La Cruz, Agosto de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**DISEÑO DE UNA PROPUESTA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE
UN POZO EN LA LOCALIZACIÓN MAV-X1, UBICADO EN EL
MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES DEL ESTADO
ANZOÁTEGUI**

JURADO

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

**Félix Acosta
Asesor Académico**

**María Galindo
Jurado Principal**

**Jhonles Morales
Jurado Principal**

Puerto La Cruz, Agosto del 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al *artículo 41* del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”



DEDICATORIA

A DIOS, el gran maestro de mi vida por haberme dado la fuerza aumentando mi fe en las buenas y en las malas y por haberme bendecido con una familia tan hermosa como la que tengo.

A MI MADRECITA DOLLY, por haberme dado todo el cariño y el amor durante mi vida enseñándome valores, respeto, dándome una educación ejemplar y siempre apoyándome, motivándome a luchar por lo que creo y así alcanzar las metas que me he propuesto, por lo que estoy orgulloso de ser su hijo, te amo.

A MI PADRE FERNANDO, por haberme guiado en mis estudios motivándome y dándome la oportunidad de superarme a nivel profesional, apoyándome en las buenas y en las malas, por ser parte de mi inspiración, te quiero padre, gracias a ustedes soy quien soy por tal razón este triunfo va dedicado a ustedes.

A MI HERMANITA JENNYFER, quien siempre estuvo a mi lado llenándome de cariño y felicidad en los momentos difíciles de mi vida estudiantil, por comprenderme y apoyarme, por ser una de las personas más importantes de mi vida y soportar mis malos ratos, te quiero y amo mi manita.

A MI HERMANO JHON JAIRO, quien a pesar que no creció a mi lado siempre fue mi hermano mayor quien respeto y admiro por su valentía, por su lucha por haber estado siempre pendiente de nosotros, este triunfo va dedicado con todo mi cariño y amor para mi hermano querido que siempre esta presente en mi corazón.

AGRADECIMIENTO

A DIOS principalmente por haberme dado la vida y la hermosa familia que me acompaña, la iluminación para realizar mis metas dándome la fuerza y esperanza y así perseverar en alcanzar lo que me he propuesto.

A MI FAMILIA por haberme enseñado buenos valores y principios éticos y estar siempre en las buenas y en las malas dándome animo para seguir adelante, apoyándome en todo momento y confiar en mí, gracias a mis padres y mi hermana.

A YESENIA mi novia quien con sus buenos sentimientos siempre estuvo pendiente de mi apoyándome en las buenas y en las malas, dándome ánimo y todo el cariño que está a su alcance para seguir adelante en los momentos más difíciles y me ayudó a corregir mi tesis, gracias a su ayuda pude terminar mi tesis.

A LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE por aportar el espacio físico para terminar mis estudios y los profesores del departamento de petróleo que me enseñaron durante mi vida universitaria todo lo referente a mi carrera, aportándome sus conocimientos técnicos y científicos necesarios para optar al título de Ingeniero de Petróleo.

A MIS CAMARADAS DEL MJD (Movimiento Juvenil Democrático) por aceptarme en su movimiento dándome su apoyo, enseñándome valores socialistas y principios fundamentales para mi desenvolvimiento como estudiante y futuro profesional sin perder la esencia de la humildad y siempre ayudando al prójimo librando luchas de reivindicación estudiantiles.

AL ING. FRANCISCO CARRERA superintendente VCD Construcción de pozos en PDVSA por haberme apoyado y ayudado en la realización de mi tesis dándome la información necesaria y sus conocimientos, así como a su equipo de trabajo **FRANK MARTINEZ, EDGAR y ADRIAN** quienes incondicionalmente me ayudaron en todo momento.

AL PROFESOR FELIX ACOSTA por ser mi asesor y ayudarme en la elaboración de mi tesis aportándome información necesaria para la culminación de la misma.

A MI HERMANO FRAK por siempre estar a mi lado ayudándome en las buenas y en las malas, apoyándome en esos momentos que necesitaba de su ayuda, aunque siempre tengo que estar defendiéndolo.

A MIS GRANDES PANAS GILBERTO, YAIMAR, CHU, LEONARDO, PABLO quienes siempre estuvieron pendiente de mí, dándome su apoyo y consejos para la realización de mi tesis como para el desarrollo personal.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
CONTENIDO	VIII
LISTA DE TABLAS	XII
LISTA DE FIGURAS	XIII
CAPÍTULO I.....	15
GENERALIDADES	15
1.1 Introducción	15
1.2 Planteamiento del Problema.....	16
1.3 Objetivos de la Investigación	18
1.3.1 Objetivo General	18
1.3.2 Objetivos Específicos.....	18
CAPÍTULO II	19
MARCO TEÓRICO	19
2.1 Antecedentes	19
2.2 Ubicación Geográfica.....	21
2.3 Ubicación Geológica.....	21
2.4 Área Mayor de Oficina (A.M.O.).....	23
2.4.1 Estructura	23
2.4.2 Características de las Acumulaciones	24
2.4.3 Estratigrafía	24
2.4.4 Características Litológicas	25
2.5 Cuenca Oriental de Venezuela	28

2.5.1 Subcuenca de Guárico.....	28
2.5.2 Subcuenca de Maturín.....	29
2.6 Teoría Aplicada.....	30
2.6.1 Presión de Poros.....	30
2.6.2 Origen de las Presiones Anormales.	32
2.6.3 Perforación de Formaciones con Presiones Anormales.....	33
2.6.4 Método de Cálculo para la Estimación de Presión de Poros. Estrategias de Selección del Método.....	33
2.6.5 Presión de Fractura.....	36
2.6.6 Importancia de la Predicción de los Gradientes de Fractura.....	36
2.6.7 Métodos para determinar la Presión de Fractura.	38
2.6.8 Mechas de Perforación.....	39
2.6.9 Fluido de Perforación.....	43
2.6.10 Tubería de Revestimiento	45
2.6.11 Pozos Desviados.	49
2.6.12 Procedimiento de Perforación Direccional.	49
CAPÍTULO III.....	52
METODOLOGÍA APLICADA.....	52
3.1 Revisión Bibliográfica	53
3.2 Estimación de las Curvas de Presión de Poro y Gradiente de Fractura.	53
3.3 Diseño de la Trayectoria del Pozo.	60
3.4 Diseño de Asentamiento de Revestidores.....	63
3.4.1 Selección de Diámetros de Revestidores.	65

3.5 Estimación de la Ventana Operacional del Lodo para la Trayectoria de Perforación.....	66
3.6 Análisis de Esfuerzos a los que serán Sometidos los Revestidores.....	67
3.6.1 Cargas de Diseño para Cedencia Interna o Estallido.....	68
3.6.2 Cargas de Diseño para Colapso.....	69
3.6.3 Diseño de Cargas Axiales y Triaxiales.....	69
3.7 Diseño de la Propuesta Final de Perforación y Completación para el Pozo MAV-X1.....	70
3.7.1 Completación Propuesta.....	71
3.7.2 Cuadro Resumen de la LOC. MAV-X1 Campo Maulpa.....	72
3.7.3 Resumen del Plan de Construcción del Pozo.....	73
3.7.4 Estimado de Costos Clase II – Análisis Económico.....	75
3.7.5 Trayectoria del Pozo – Plan Direccional.....	75
3.7.6 Presión de Poro y Fractura, Curva de Densidad del Fluido de Perforación y Topes de Formación.....	76
3.7.7 Plan de Asentamiento de Revestidores.....	77
3.7.8 Diseño Mecánico de Revestidores.....	78
CAPÍTULO IV.....	79
ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS.....	79
4.1 Cálculo de la Presión de Poros y Gradiente de Fractura.....	79
4.2 Trayectoria del Pozo.....	81
4.3 Punto de Asentamiento de Revestidores.....	82
4.4 Diseños de Revestidores.....	85

4.5 Estimación de la Ventana Operacional del Lodo para la Trayectoria de Perforación.....	87
4.6 Análisis de Esfuerzos a los que serán Sometidos los Revestidores.....	88
4.7 Diseño de la Propuesta Final de Perforación y Completación para el Pozo MAV-X1.....	89
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFÍA	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción. ^[2]	49
Tabla 4.1 Esquema mecánico de cinco revestidores.	89
Tabla 4.2 Factores Mínimos de Seguridad obtenidos a través de Stress Check.	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del Área de Cantaura. ^[2]	21
Figura 1.2 Ubicación del Campo Maulpa.	22
Figura 1.3. Áreas Operacionales. ^[3]	23
Figura 1.4. Columna Estratigráfica Área Mayor de Oficina.....	25
Figura 1.5 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[2]	28
Figura 1.6 Subcuenca de Guárico. ^[2]	29
Figura 1.7 Subcuenca de Maturín. ^[2]	30
Figura 1.8 Clasificación de la Presión de Poros. ^[3]	31
Figura 2.1 Mechas de Rodillo ^[4]	40
Figura 2.2 Mechas de Diamantes ^[4]	41
Figura 2.3 Mecha PDC ^[4]	42
Figura 2.4 Clasificación de los Fluidos de Perforación ^[7]	45
Figura 2.5 Esquemas representativos del uso de las tuberías de revestimiento ^[8]	48
Figura 3.1 Metodología Aplicada.	52
Figura 3.2 Registro de Densidad (RHOB) y Presión de Sobrecarga del Pozo ZG-504.....	54
Figura 3.3 Selección de los puntos de lutita utilizando un registro Gamma Ray (GR)	55
Figura 3.4 Registro Sónico filtrado con Línea de compactación normal, pozo ZG-504.....	56
Figura 3.5 Curva Presión de Poros.....	58
Figura 3.6 Gradiente de Fractura.	59
Figura 3.7 Presión de Poros, Gradiente de Fractura y de Sobrecarga, Peso del Lodo, pozo ZG-504.	60
Figura 3.8 Data General de la Trayectoria del Pozo Piloto.....	61
Figura 3.9 Sección vertical, vista tridimensional y vista de planta, pozo piloto.....	61
Figura 3.10 Vista tridimensional, sección vertical y vista de planta, pozo MAV-X1.	62

Figura 3.11 Data General de la Trayectoria del Pozo MAV-X1.....	63
Figura 3.12 Profundidad de Asentamiento de Revestidores.	64
Figura 3.14 Secuencias de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.....	66
Figura 3.15 Comportamiento del Peso de lodo mediante la presión de poros y gradiente de fractura.....	67
Figura 3.16 Área establecida por PDVSA para el estudio de los esfuerzos triaxiales, según Hencky-Von Mises.	68
Figura 3.17 Cargas de Diseño para Estallido en el revestidor de 20”.....	68
Figura 3.18 Cargas de diseño para Colapso en el revestidor de 13 3/8”.....	69
Figura 3.19 Cargas de diseño Axiales y Triaxiales revestidor de 7 5/8”.....	70
Figura 3.20 Esquema de Completación Final Propuesto.	71
Figura 4.1 Resultados obtenidos de Presión de Poros, Gradiente de Fractura y de Sobrecarga, Peso del Lodo, pozo ZG-504.	80
Figura 4.2 Vista tridimensional y sección vertical, pozo MAV-X1.	82
Figura 3.13 Selección de la profundidad de asentamiento del revestidor superficial tomando en cuenta consideraciones de arremetida al perforar secciones más profunda.	85
Figura 4.3 Comportamiento del Peso de lodo mediante la presión de poros y gradiente de fractura.....	88

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

En la Superintendencia VCD Construcción de Pozos, perteneciente a la Gerencia de Desarrollo Gas ha planteado la necesidad de diseñar una propuesta para la construcción del pozo MAV-X1, en el campo Maulpa con la finalidad de actualizar el potencial del campo, con una prospectiva bastante importante en dicho campo y así incrementar los aportes del Distrito Gas Anaco en materia de hidrocarburos; ya que el campo Maulpa cuenta con estudios realizados a 12 Pozos, los cuales arrojan unas Reservas Probadas importantes con una cantidad de Gas Original en Sitio (GOES) de 556 MMMPCN con unas Reservas Remanentes de 385 MMMPCN y un Petróleo Original en Sitio (POES) de 148 MMBN con unas Reservas Remanentes de 26 MMBN.

La planificación efectiva del programa de Perforación y Completación para un pozo (altamente desviado) en el campo Maulpa con escasa información de pozos vecinos constituye un reto para el diseño de la trayectoria del pozo, determinación de presiones de poros, gradiente de fracturas, asentamiento de revestidores y completación del pozo, ya que es necesario evitar eventos como “side tracks”, pérdida de circulación, daño a la formación y perforación insegura de zonas someras complejas; donde se requiere del ahorro en tiempo, dinero y seguridad del personal operante.

1.2 Planteamiento del Problema

Petróleos de Venezuela S.A. es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos. El 30 de Julio de 1975, el ejecutivo nacional mediante el decreto Nro. 1.123 crea Petróleos de Venezuela (PDVSA) como matriz de la industria, siendo su responsabilidad planificar, coordinar, supervisar y controlar, las actividades de las empresas filiales. En Julio de 1997 el director de PDVSA, anunció la reorganización de la industria petrolera, como parte de un proceso de transformación.

Dicho cambio consistió en una reestructuración de la corporación fusionando las tres empresas corporativas: CORPOVEN, MARAVEN Y LAGOVEN, dando como resultado PDVSA Petróleo y Gas. Esta reestructuración se lleva a cabo con el propósito fundamental de reconfigurar el papel de la casa matriz (PDVSA) y consolidar la estructura operativa, a partir de Enero de 1998. Ésta se basa en una organización caracterizada principalmente por tres grandes entes funcionales: Exploración y Producción, Manufactura y Comercialización y de servicio.

El campo Maulpa se encuentra ubicada a unos 16 kms aproximadamente al Noreste de la ciudad de Cantaura, en la Subcuenca de Maturín, perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, la cual se encuentra ubicada en la parte central del estado, está limitada al norte por el Corrimiento de Anaco, al este por el límite con el estado Monagas y al sur por el área Hamaca-Pao de la Faja Petrolífera de Orinoco. La extensión superficial del Campo Maulpa es de aproximadamente 14.500km².

Se requiere actualizar el potencial del Campo, incrementar los aportes del Distrito Gas Anaco en materia de Hidrocarburos, debido a que el campo Maulpa cuenta con estudios realizados a 12 Pozos, los cuales arrojan unas Reservas Probadas importantes con una cantidad de Gas Original en Sitio (GOES) de 556 MMMPCN

con unas Reservas Remanentes de 385 MMMPCN y Petróleo Original en Sitio (POES) de 148 MMBN con unas Reservas Remanentes de 26 MMBN.

En cuanto a las Reservas Probables se estima una cantidad de Gas Original en Sitio de 763 MMMPCN con unas Reservas Remanentes de 552 MMMPCN y un Petróleo Original en Sitio (POES) de 272 MMBN con unas Reservas Remanentes de 46 MMBN, en un total de 28 Pozos.

Se estiman unas Reservas Posibles de Gas Original en Sitio (GOES) de 113 MMMPCN con unas Reservas Remanentes de 100 MMMPCN y con un Petróleo Original en Sitio (POES) de 69 MMBN y unas Reservas Remanentes de 11 MMBN.

Se propone la perforación de un pozo, altamente inclinado, con un ángulo tentativo de 84°, en la arena M3U MAV-X1 y en el prospecto L3L MAV-X1. Con esta perforación, se estima generar una volumetría de 1.348 BN/D de crudo de 39 °API y 6 MMPCN/D de gas.

En el presente proyecto mediante la información obtenida en el comportamiento de pozos en el área, perfiles sísmicos, se realizará un diseño para la construcción de un pozo en la localización MAV-X1, con la finalidad de indicar los detalles, complejidad y riesgos asociados a la construcción de dicho pozo.

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Diseñar una propuesta para la construcción de un pozo en la localización MAV-X1 ubicado en el campo MAULPA en el Municipio Pedro María Freites del Estado Anzoátegui.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Estimar las curvas de presión de poro y fractura para la localización MAV-X1 utilizando la herramienta Predict.
2. Proponer un esquema de asentamiento de revestidores para el pozo, mediante el uso de la herramienta CasingSeat.
3. Determinar la ventana operacional del lodo para la trayectoria de perforación seleccionada.
4. Analizar los esfuerzos a los que serán sometidos los revestidores, mediante el uso de la herramienta Stress Check.
5. Realizar una propuesta de Perforación y Completación para el pozo en la Localización MAV-X1

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Carrers in Geosciencie; La ingeniería de petróleo nace alrededor del año 1890, en California, cuando se contrataron geólogos para correlacionar las zonas productoras de petróleo y las zonas de agua de los distintos pozos, para prevenir la invasión de agua en las zonas productoras de petróleo. Desde entonces se reconoció el potencial de la aplicación de la tecnología en el desarrollo del campo petrolero. En 1914 el Instituto Americano de Ingenieros en Minería y Metalurgia (AIME), por sus siglas en inglés, estableció un Comité técnico sobre petróleo. En 1957 el nombre del AIME fue reemplazado por Instituto de Ingenieros de Petróleo, Minería y Metalurgia. La ingeniería de perforación fue una de las primeras aplicaciones de la tecnología con respecto a las operaciones en los campos petroleros. El ingeniero de perforación se ocupa de diseñar las técnicas de penetración en la tierra, seleccionar los equipos de revestimiento y de seguridad y, a menudo, también dirige las operaciones. ^[1]

Chiquito H. (2002) En la Gerencia de Visualización, Conceptualización y Definición de Proyectos de Perforación y Subsuelo Oriente, al realizar un Informe de Análisis, que contiene los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología de Visualización, Conceptualización y Definición de Proyectos de Perforación para la Localización: AZ-I (LV-8), la cual esta ubicada en el Campo Zapatos/Mata-R, cuyos Yacimientos/Arenas a drenar son: ZG-303/L1U y ZM-311/M1U, perteneciente a la Unidad de Explotación AMO (Área Mayor de Oficina), donde las Complejidades evaluadas fueron: La Estática y la Dinámica del Yacimiento y la asociada al proceso de Construcción de Pozos. Posteriormente se evaluó la influencia del Plan de Explotación del Yacimiento sobre la condición natural del mismo (Complejidad Estática), con la finalidad de generar el Índice de Complejidad de Yacimiento (ICODY). Para finalizar, se calculó el Índice de Complejidad del Proceso de Construcción de Pozos (ICODP) e igualmente se estimó el Índice de Calidad de

Definición del Pozo, mediante el análisis de las Tareas de Perforación, lo cual implica establecer el grado de preparación para llevar a cabo la ejecución del proyecto, en lo que respecta a tecnología, personal calificado, entre otras cosas. ^[2]

Bejarano G. (2.004) al realizar la Optimización de la Perforación y Completación de un Pozo Exploratorio Localizado en el Flanco Sur Occidental de la Serranía del Interior, con la finalidad de buscar nuevos horizontes, inició el estudio de prospectos netamente exploratorios hacia el norte de la zona petrolera tradicional de Oriente, el pozo exploratorio de nuevo campo Capiricual-1X, fue uno de los primeros pozos donde se esperaba que fuese una serie exitosa de perforaciones con el fin de sustentar e incrementar las reservas de hidrocarburos en el país. ^[3]

2.2 Ubicación Geográfica

El campo Maulpa se encuentra ubicada entre las coordenadas N: 1036033,0 y E: 367973,45 ubicado a unos 16 Kms aproximadamente al Noreste de la ciudad de Cantaura (Figura 1.1).

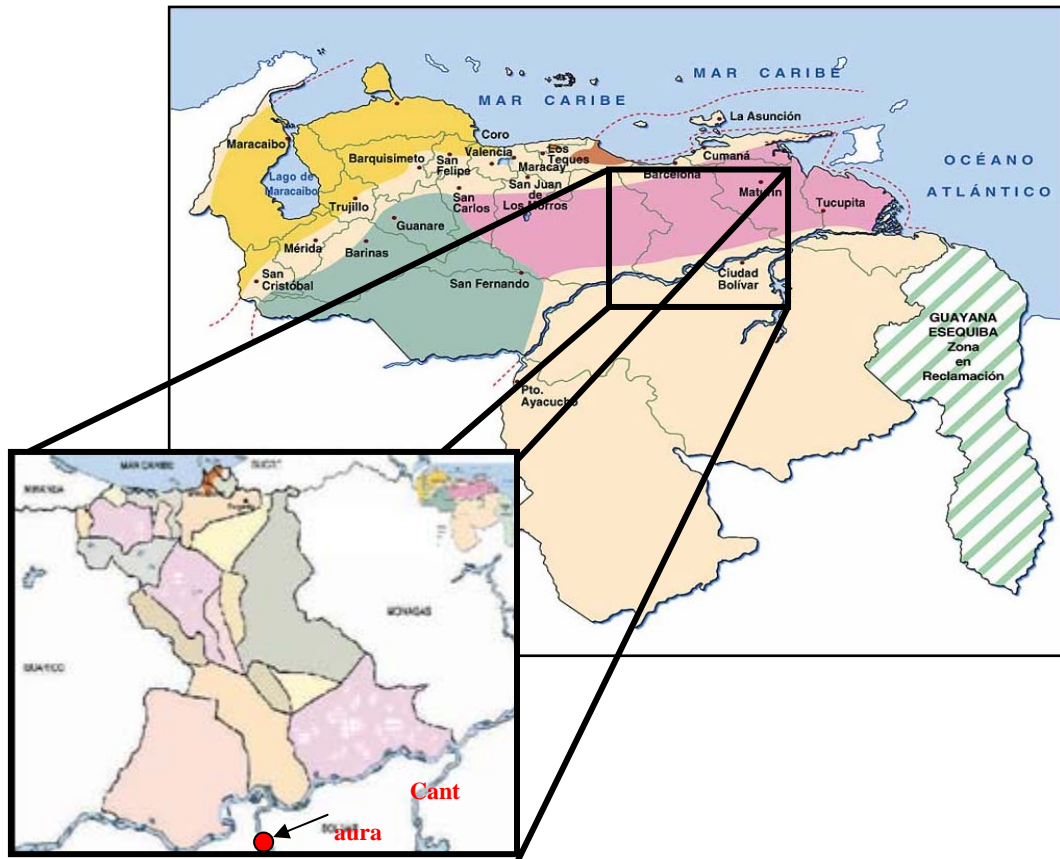


Figura 1.1 Ubicación del Área de Cantaura. [2]

2.3 Ubicación Geológica

El área de estudio se encuentra ubicada en la Subcuenca de Maturín, perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, la cual se encuentra ubicada en la parte central del estado, está limitada al norte por el Corrimiento de Anaco, al este por el límite con el estado Monagas y al sur por el área Hamaca-Pao de la Faja Petrolífera de Orinoco. La extensión superficial es de aproximadamente 14.500 km² (Figura 1.2)

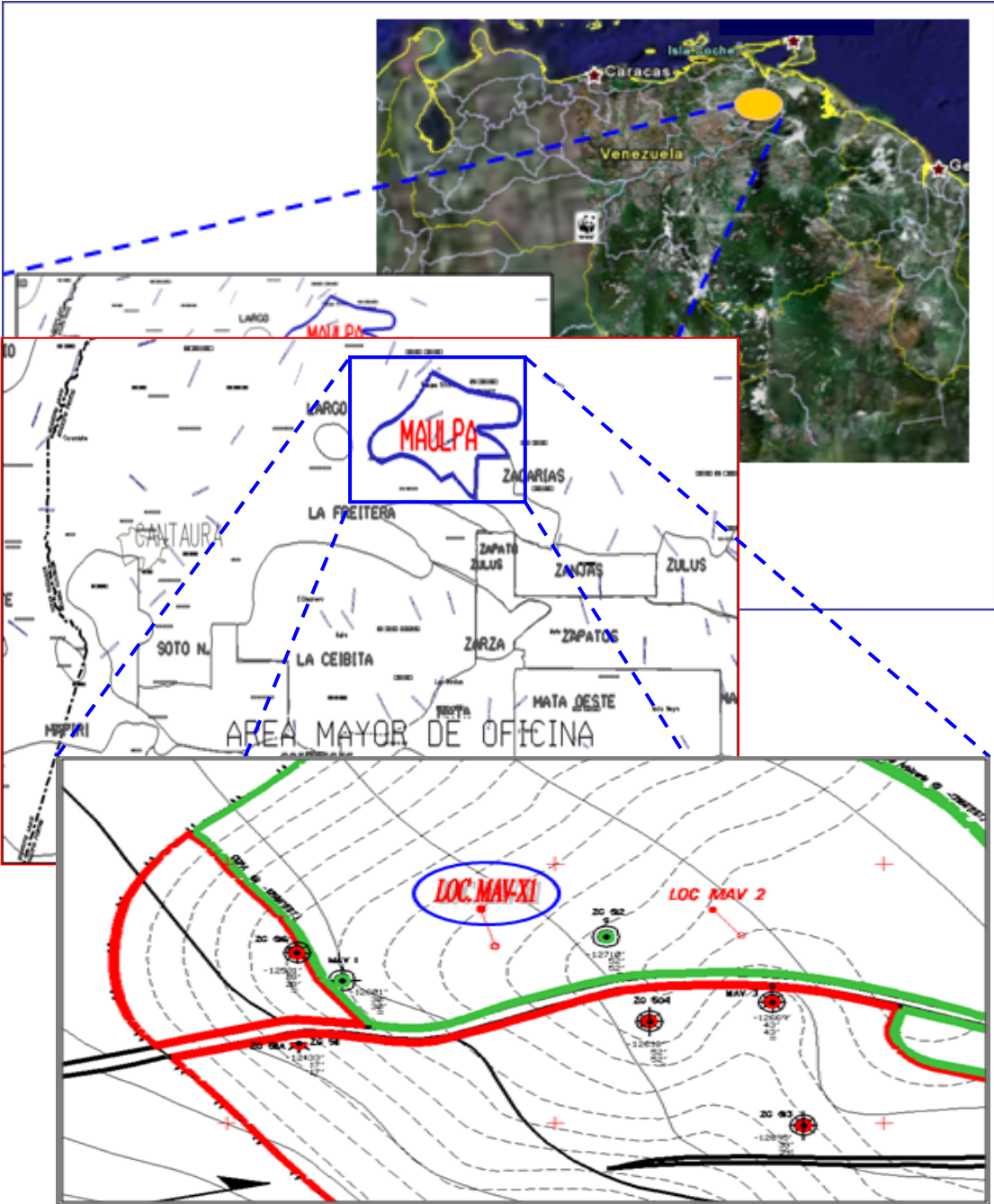


Figura 1.2 Ubicación del Campo Maulpa.

2.4 Área Mayor de Oficina (A.M.O.)

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Limitada arbitrariamente al Este por una línea de rumbo Nor-Oeste, entre el extremo Occidental del Campo Oritupano hacia el Sur y el Campo Onado al Norte; al Sur por una línea Este-Oeste situada al Sur de los Campos Melones, Migas y Yopales Sur, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del Sur del Área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al Oeste por el Campo Budare y al Noroeste y Norte por el Corrimiento de Anaco, entre los campos El Toco y Guarío. Tiene un área de 10.240 km². (Figura 1.3)

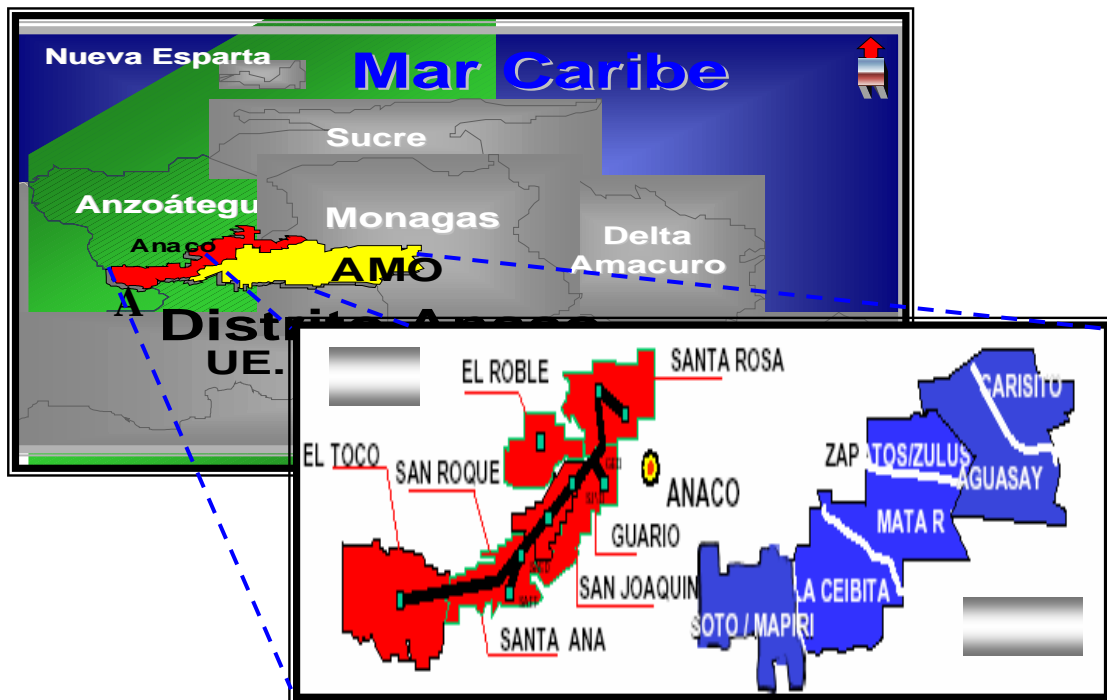


Figura 1.3. Áreas Operacionales. ^[3]

2.4.1 Estructura

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves hacia el Norte – Noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre Este – Oeste franco y Este – Noreste, algunas de las cuales

buzan y presentan desplazamientos hacia el Norte y otras hacia el Sur. Algunas fallas de este sistema se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes.

El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamientos semi-anticlinales más o menos alargados contra los planos de fallas, declives confinados entre planos de fallas divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal, cortados y desplazados por fallas transversales. Con frecuencia mucho menor, se han observado sinclinales de arrastre en el lado deprimido de fallas longitudinales con buzamiento Sur. Estos accidentes parecen ser consecuencia del movimiento y reajuste entre fallas, más bien que de empujes tectónicos compresivos.

2.4.2 Características de las Acumulaciones

Los hidrocarburos producidos en el Área Mayor de Oficina fueron generados en horizontes estratigráficos muy cercanos a los recipientes petrolíferos actuales.

La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra entrampado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominantemente Este-Oeste.

Prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en el lado Norte de las fallas, independientemente de que éste sea el lado levantado o deprimido de la misma. El gradiente del flanco Sur de la Cuenca indica que el movimiento del petróleo fue de Norte a Sur antes de entramparse contra la falla.

2.4.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica se extiende desde el Precámbrico hasta el Pleistoceno y está constituido por varias formaciones (Figura 1.4).

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. El área de Oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 y 90 pies, algunas de ellas se extienden por varios kilómetros cuadrados, mientras

que otras son arenas de canal, situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables.

EDAD		FORMACIÓN	EDAD (Ma)	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN		
T E R C I A R I O	Pleistoceno	MESA	PLEISTOCENO (1,8)	MESA	Areniscas, limas y arcillas. Ambiente continental.		
	Plioceno	LAS PIEDRAS		LAS PIEDRAS	Areniscas, limolitas, lutitas y lignitos con trazas de chert y dolomita. Ambiente continental		
	Mioceno Sup.	FREITES	MIOCENO SUPERIOR (7,1)	FREITES	Lutitas gris verdosa, intercaladas en la sección basal con areniscas de gránulos finos. En la parte media presenta arenas porfirizadas propiciando zonas de grietas anfractuadas. Ambiente Marino.		
	Mioceno Med.	OFICINA					
	Mioceno Inf.	MERECURE					
	C R E T A C E O	Oligoceno	TIGRE CANOA TEMPBLADOR	MIOCENO MEDIO (6,2)	A-B-C	Alternancia monótona de areniscas con hidrocarburo y lutitas, con abundancia de lignitos de poco espesor pero de gran extensión lateral. Ambiente Fluvio-Deltaico.	
		Eoceno Sup.			MIOCENO INFERIOR (5,1)		D-E-F-G
		Eoceno Med.		H-I-J-K			
		Eoceno Inf.		L-M-N			
		Paleoceno		O-P-Q			
Maestrich.		R-S					
Campaniense		T-U1					
J U R A S I C O		Santonense		CARRIZAL HATO VIEJO	OLIGOCENO (12)	MERECURE (12-110)	Areniscas-maestras, intercaladas con capas de lutitas. Ambiente Fluvial.
		Comaciense					
		Turonense					
	Cenomaniense						
P A L E O Z O I C O	Albiense	BASAMENTO					
	Aptiense						
	Barremiense						
	Neocomiense						
JURASICO							
TRIASICO							
PALEOZOICO							
PRECAMBRICO							

Figura 1.4. Columna Estratigráfica Área Mayor de Oficina

2.4.4 Características Litológicas.

Las principales formaciones de estudio a atravesar en el Área Mayor de Oficina (AMO) son las siguientes:

2.4.4.1 Formación Mesa

Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones. Pertenece al periodo pleistoceno, con una profundidad máxima estimada hasta los 500 pies.

2.4.4.2 Formación las Piedras

Es una formación conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos. La presencia de trazas de dolomita y chert parece marcar la transición de esta unidad continental a una marina. Esta formación es considerada de edad Mioceno – Plioceno.

2.4.4.3 Formación Freites

De edad Mioceno Medio a Superior, esta formación se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosa (marina somera) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glauconíticas.

2.4.4.4 Formación Oficina

La formación oficina ha sido dividida en siete (7) intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., mal llamados miembros que en orden estratigráfico del más antiguo al más joven se designan con los nombres de: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco.

- ✓ Miembro Blanco: Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.
- ✓ Miembro Azul: Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.
- ✓ Miembro Moreno: Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.

- ✓ Miembro Naranja: Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.
- ✓ Miembro Verde: Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.
- ✓ Miembro Amarillo: Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.
- ✓ Miembro Colorado: Es el miembro inferior de la formación oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base. Se considera un objetivo de mucha importancia para el Distrito.

2.4.4.5 Formación Merecure

En el Área Mayor de Anaco y Oficina esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

La Formación Merecure se conoce como las arenas "U", en el Norte de Oficina comenzando con la arena "U-2". En el Área Mayor de Anaco las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. La formación sigue siendo objetivo principal de explotación

2.5 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Está limitada al norte por el cinturón móvil de la Serranía del Interior central y oriental, al sur por el río Orinoco, al este se prolonga hasta la Plataforma Deltana y al oeste la limita el levantamiento de El Baúl (Figura 1.5). Esta representa la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 km² con una longitud aproximada de 800 kms. En sentido este - oeste y un ancho promedio de 200 km. en sentido norte - sur y contiene más de 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte y el Escudo de Guayana como límite sur. Ha sido subdividida en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín.

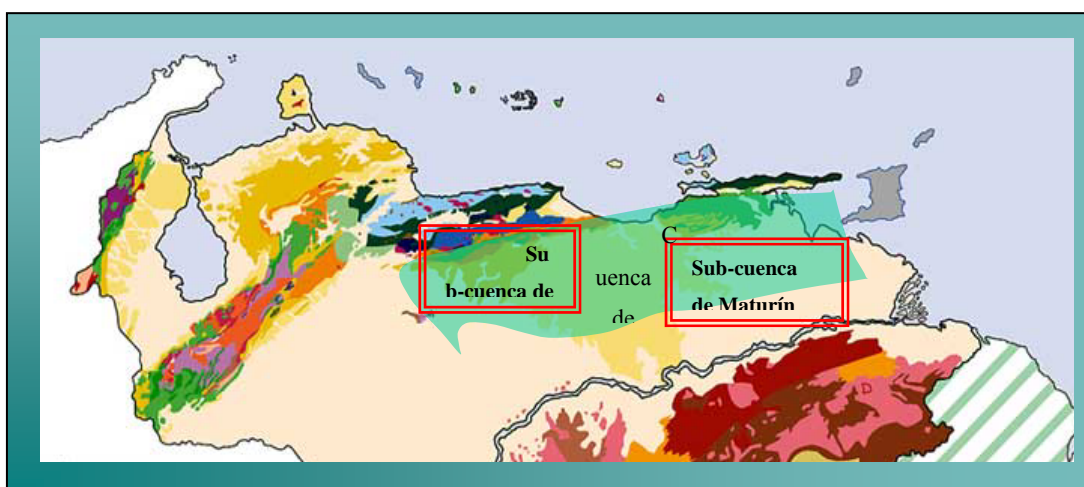


Figura 1.5 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.^[2]

2.5.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual

sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. (Figura 1.6)

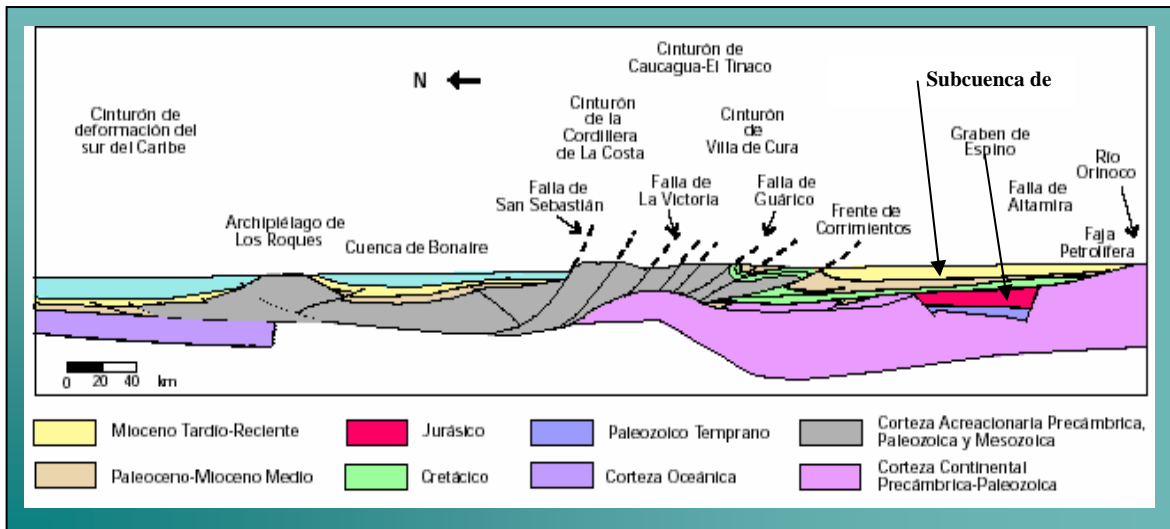


Figura 1.6 Subcuenca de Guárico. ^[2]

2.5.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios: Uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno.

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del norte de Monagas están constituidos por las Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de

la Fm. San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras – Quiriquire (Plioceno). (Figura 1.7)

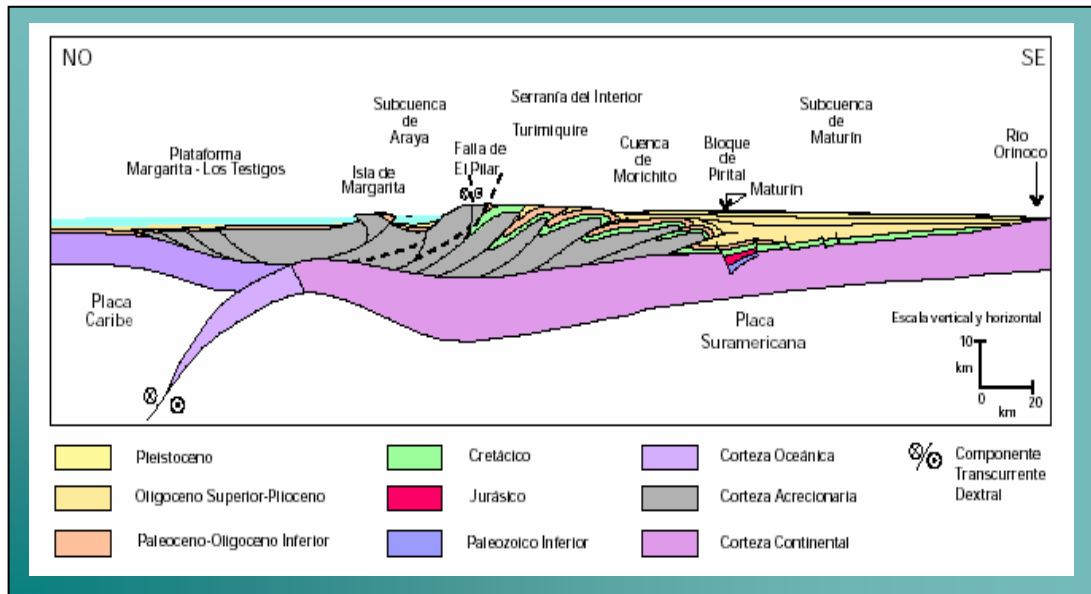


Figura 1.7 Subcuenca de Maturín. [2]

2.6 Teoría Aplicada

La fase primordial en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia, ya que de éstos dependerá el éxito en el cumplimiento de los programas.

2.6.1 Presión de Poros

Es la presión ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de una formación, la cual es producto de la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz, en relación a un punto determinado en la formación. Conocida como presión de formación o yacimiento.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas) (Figura 1.8). Generalmente, los

pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm³.

➤ PRESIÓN NORMAL DE FORMACIÓN

La presión normal de formación se puede definir como la presión ejercida por una unidad de roca cuando la presión hidrostática teórica es aproximadamente igual a la presión de la formación para una profundidad vertical dada, ($P_p \approx P_h$).

➤ PRESIÓN ANORMAL DE FORMACIÓN

Se dice que existe presión anormal de formación cuando el valor de la presión de poro es mayor que la del gradiente hidrostático normal de la zona; por lo general con valores de gradiente mayores a 0,465 Lpc/pie, esto se debe a que la estructura de la formación de la roca se ve modificada lo cual corresponde a yacimientos aislados o entrampados, ($P_p > P_h$).

➤ PRESIÓN SUBNORMAL DE FORMACIÓN

En este caso la presión de la formación es menor que la presión hidrostática normal para una profundidad vertical dada. Los gradientes de presión para este tipo de formación son menores a 0,433 lpc/pie y corresponden a yacimientos naturalmente fracturados o formaciones agotadas, ($P_p < P_h$).^[1, 2, 3]

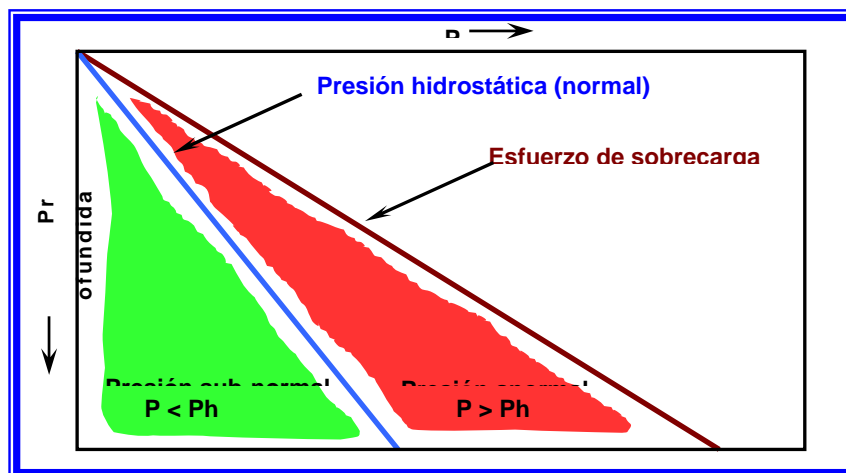


Figura 1.8 Clasificación de la Presión de Poros.^[3]

2.6.2 Origen de las Presiones Anormales.

El origen de las presiones de formación es el resultado de la forma de deposición de los sedimentos. Para ello es necesario que ocurran una serie de factores que ayudan al entrapamiento de agua salada, los cuales pueden ser:

- Un gran espesor de sedimentos
- Presencia de rocas arcillosas
- Areniscas interestratificadas
- Carga rápida de sedimentos

Es probable que durante la depositación de estos materiales en ambientes profundos como por ejemplo en un ambiente prodeltaico, el agua expulsada como producto de la compactación, buscó hacia zonas más permeables, quedando estas sometidas a las fuerzas hidrostática y al peso de los sedimentos que continuamente se depositaban.

En esta situación los sedimentos no pueden compactarse, como en una sedimentación normal propia de aguas profunda, y entonces el agua intersticial aprisionada es que soporta la sobrecarga de los sedimentos, quedando por lo tanto sobrepresurizada la formación que la contiene.

Existen varios mecanismos por los cuales se originan las presiones anormales en cuencas sedimentarias, la causa más común es la compactación anormal de los sedimentos. Entre los mecanismos que tienden a provocar presiones anormales están efectos de compactación, diagenéticos, de densidad diferencial y de migración de fluidos.

Estas presiones pueden ser detectadas antes, durante o después de la perforación, antes de la perforación, se corre un registro sísmico con el cual se obtiene un perfil de velocidades de reflexión de las ondas sísmicas con el que se pueden predecir una zona de presión anormal. ^[2]

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

- ✓ La selección del tipo y densidad del lodo.
- ✓ La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- ✓ La planeación de las cementaciones.

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- ✓ Brotes y reventones.
- ✓ Pegaduras de las tuberías por presión diferencial.
- ✓ Pérdida de circulación por usar lodos densos.
- ✓ Derrumbes de lutita.^[1]

2.6.3 Perforación de Formaciones con Presiones Anormales

Una formación con presión normal contiene fluidos presurizados por encima de la presión normal del área. Si se perfora en una formación permeable y de presión anormal, con un lodo diseñado para presiones normales, se producirá una arremetida. La prevención de esta situación depende, generalmente de los procesos utilizados para detectar presiones anormales.^[3]

2.6.4 Método de Cálculo para la Estimación de Presión de Poros. Estrategias de Selección del Método

Numerosos métodos han sido desarrollados para estimar presión de fluidos a partir de datos geofísicos y la lista continúa en aumento. Los enfoques empíricos igualan las desviaciones de la línea de tendencia normal de algunas mediciones dependientes de porosidad con un gradiente de presión equivalente.^[3]

Para el cálculo de las presiones de poro, se pueden emplear los siguientes métodos:

- Eaton: sónico, resistividad, conductividad, velocidad intervállica y D_{xc} .
- Profundidad equivalente.
- Bowers: sónico y velocidad intervállica.
- Miller: sónico y velocidad intervállica. ^[3]

A continuación hablaremos del método de Bowers ya que es utilizado para los cálculos de Presión de Poros en este caso mediante la herramienta del *PREDICT*.

2.6.4.1 Método de Bowers Sónico

El método requiere del tiempo de tránsito y que sea conocido el esfuerzo de sobrecarga (“overburden”) para determinar la presión de poros. Este método puede ser aplicado para predecir presiones de poros (sobrepresiones) originadas tanto por subcompactación (compactación por desequilibrio) como por otros mecanismos.

Sólo dos parámetros son requeridos cuando la sobrepresión es originada por subcompactación. El valor de los dos parámetros empíricos pueden ser determinados en un análisis de la tendencia de compactación o elegido por experiencia en pozos cercanos.

Más información y parámetros empíricos adicionales se requieren cuando la causa de la sobrepresión son fuentes mecánicas. En este caso el esfuerzo vertical efectivo de los sedimentos será menor de lo que ha sido en algún tiempo pasado y se encuentra en un estado que es llamado “descarga” (“unloaded”). Por lo tanto se necesita saber el valor del esfuerzo efectivo máximo, además se requiere establecer el comportamiento de la velocidad y el esfuerzo efectivo, el cual es especificado por el parámetro de descarga, (u). El valor del esfuerzo efectivo máximo (σ_{max}) es calculado a partir de la tendencia de compactación normal y el usuario especifica valores de velocidad (V_{max}), donde comienza la inversión de velocidad. El valor de u es determinado empíricamente.

Si no ha ocurrido la descarga, entonces la correlación utilizada es la siguiente:

$$Pp = OBG - \frac{\left[\frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right]^{\left(\frac{1}{B}\right)}}{A \cdot \text{depth}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Si el comportamiento de descarga es asumido. La presión de poros es calculada con la siguiente ecuación:

$$Pp = OBG - \frac{\left[(\sigma_{\max})^{(1-u)} \right]^* \left[\frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right]^{\left(\frac{u}{B}\right)}}{A \cdot \text{depth}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

El esfuerzo efectivo máximo se calcula por la siguiente ecuación:

$$\sigma_{\max} = \left[\frac{\frac{10^6}{DT_{\min}} - \frac{10^6}{DT_{ml}}}{A} \right]^{\left(\frac{1}{B}\right)} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

Pp : Gradiente de presión de poros, (lbs/gal, kPa/m).

OBG : Gradiente de sobrecarga, (lbs/gal, kPa/m).

DT : Tiempo de tránsito sónico, (μ seg/pie, μ seg/m).

DT_{ml} : Tiempo de tránsito sónico correspondiente a V_{\max} , (μ seg/pie, μ seg/m).

A, B, u : Valores empíricos.

V_{\max} : Velocidad en donde ha ocurrido la descarga para sedimentos enterrados a profundidades mayores que $d_{\max V}$.

$d_{\max V}$: Profundidad (vertical verdadera) a la cual la descarga ha ocurrido, (pie, m).^[3]

2.6.5 Presión de Fractura

Es la presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del hoyo abierto. Las variaciones de la presión de fractura están dadas por la presión de la formación, la presión de sobrecarga y las características de la formación. Son muchas las aplicaciones que tiene el conocimiento del gradiente de fractura, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- ✓ Determinar los puntos de asentamiento adecuado de los revestidores.
- ✓ Ayuda a evaluar la calidad de la prueba de fuga (“leak off test”), por conocimiento del resultado esperado.
- ✓ Para determinar el máximo peso de lodo que puedan soportar las secciones del hoyo durante la perforación.
- ✓ Se usa en los programas de fracturamiento hidráulico.

De este modo se reducen las pérdidas de tiempo y las posibilidades de flujo de fluidos de la formación al pozo y fracturamiento del mismo no planificado.^[1]

2.6.6 Importancia de la Predicción de los Gradientes de Fractura

Las principales aplicaciones de los Gradientes de Fractura son:

2.6.6.1 Prevención de Pérdida de Circulación.

Cuando se perfora un pozo de petróleo y la presión generada por la columna del fluido de perforación excede a la presión de la(s) formación(es) perforada(s), se genera una fractura(s) en la(s) misma(s), lo cual ocasiona que exista una pérdida del

lodo dentro del pozo; a esta pérdida se le denomina “Pérdida de Circulación”. Cuando esta pérdida no puede ser controlada a tiempo, y la presión generada por el fluido de perforación a causa de dicha pérdida baja un nivel, donde llega a ser superada por la presión de formación, originará la surgencia del pozo, la cual si no es controlada, ocasionará la pérdida del pozo. Generalmente estas pérdidas de circulación ocurren:

- a. Al pasarse de una formación con zona de alta presión a una zona de presión normal.
- b. Cuando se pasa una presión normal a una zona de presión anormal baja.
- c. Cuando alguna formación perforada no soporta el esfuerzo originado contra ella, por el fluido utilizado.

2.6.6.2 Asentamiento de Revestidores.

Cuando se procede a realizar el diseño de la tubería de revestimiento para un pozo que está perforando en determinada área, se debe tener en cuenta los gradientes de presión de fractura de las formaciones para así predecir con exactitud la profundidad a la cual se va a asentar dicha tubería protegiéndose así el pozo de posibles derrumbes, posibles reventones y pérdida de circulación, originados por una inadecuada localización del punto de asentamiento. El tener un buen programa de asentamiento de revestidores toma especial interés cuando se está perforando un pozo en un área que posea presiones anormales altas y bajas, ya que así se pueden aislar las zonas normales de las anormales.

2.6.6.3 Cementación.

Cuando se prepara una cementación para una tubería de revestimiento se debe tener en cuenta los Gradientes de Fractura, ya que por medio de ellos se pueden conocer la densidad que debe llevar la mezcla. Cuando se realizan cementaciones forzadas la presión máxima a la cual se podrá realizar la operación será la presión de fractura de la formación. Cuando se va a realizar una cementación por etapas, hay que conocer el gradiente de fractura en la zona donde se va a colocar.

2.6.6.4 Estimulación de pozos.

Cuando se realiza(n) estimulación(es) a las arenas de determinada formación productora, lo cual consiste en la inyección de fluidos en los poros de la(s) misma(s) con el fin de aumentar el radio de drenaje, mejorar la permeabilidad, etc. Para así aumentar la producción, dicha operación se realiza a determinada presión la cual no debe exceder el gradiente de fractura.

2.6.6.5 Fracturamiento Hidráulico.

Esta operación consiste en ocasionarle fracturas a la formación productora de hidrocarburos, con el fin de aumentar la permeabilidad de la misma y por consiguiente un mejor drenaje de hidrocarburos hacia el pozo productor.

2.6.6.6 Recuperación Secundaria.

En los proyectos de recuperación secundaria cuando se inyecta fluido a determinada formación productora con el fin de obtener un recobro adicional de petróleo in situ, la presión de inyección no debe exceder a la presión de fractura de la formación, ya que cuando así ocurre, el fluido inyectado se canalizará por la fractura inducida con la cual el barrido será deficiente, aumentando el porcentaje remanente de hidrocarburos en el yacimiento, bajando el recobro del proyecto aplicado. Cuando la inyección de los fluidos se lleva a cabo en pozos que tiempo atrás fueron productores debe tenerse en cuenta que la presión de formación en las capas adyacentes es baja y por consiguiente el gradiente de fractura de las mismas tendrá un valor inferior al original. En este sentido, se ha de tomar las previsiones pertinentes al respecto. ^[2]

2.6.7 Métodos para determinar la Presión de Fractura.

Las técnicas para determinar las presiones de fractura de las formaciones, como en el caso de aquellas para determinar las presiones de la formación, incluyen métodos predictivos y métodos de verificación. El tradicional método para medir el gradiente de fractura de una formación es a través del uso de una prueba de fuga

(“leak off test”). Esta prueba se lleva a cabo cuando el revestidor es asentado inmediatamente por encima del intervalo a ser medido y aproximadamente 10 pies (varía entre 10 y 30) de formación son perforados debajo de la zapata de la formación en la cual se realizará la prueba. Se aplica presión al revestidor y el hoyo abierto perforado para medir la respuesta de la formación. ^[3]

Existen varios métodos para calcular los gradientes de fractura de la formación, propuestos por los siguientes autores:

- Hubert y Willis.
- Mathews y Kelly.
- Eaton. ^[3]

A continuación hablaremos del método de *Eaton*, ya que es utilizado para los cálculos de Presión de Poros en este caso mediante la herramienta del *PREDICT*.

2.6.7.1 Método de Eaton

Ben A. Eaton estimó que la deformación de la roca es elástica, reemplazó f_o , del método anterior descrito, por un valor calculado a partir de la relación de Poisson:

$$P_{frac} = \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) * \sigma_v + P_f \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

μ : Relación de Poisson, (adim).

El uso de este método requiere que sean establecidas las curvas de relación de Poisson para la región en estudio. ^[3]

2.6.8 Mechas de Perforación

Esta es una herramienta que se utiliza para cortar la formación la cual permite hacer el hoyo durante las operaciones de perforación de pozos. Dentro del ámbito de la perforación de Pozos Petroleros el perforar un pozo con mayor rapidez,

manteniendo los márgenes de seguridad es de suma importancia, y por ello es que juega un papel muy importante una buena selección de las mechas de perforación, ya que una optimización en la velocidad de penetración significa ahorro en el costo de la misma. Para determinar qué tipo de mechas se debe usar en cada caso, es imprescindible conocer las características de la serie litológica de la zona a perforar a fin de que pueda ser clasificada, y para ello se debe tener en consideración los siguiente aspectos: ^[4]

- Espesores
- Dureza
- Abrasividad

Varios tipos de mechas han sido desarrolladas a través de los años para lograr una perforación más efectiva, entre ellas se encuentran las siguientes:

2.6.8.1 Mechas de Rodillos

Esta herramienta utiliza dispositivos coniformes de acero llamados conos que ruedan libremente a medida que la mecha gira. La mayoría de las mechas tienen tres conos, aunque algunas tienen dos y otras cuatro. (Figura 2.1)

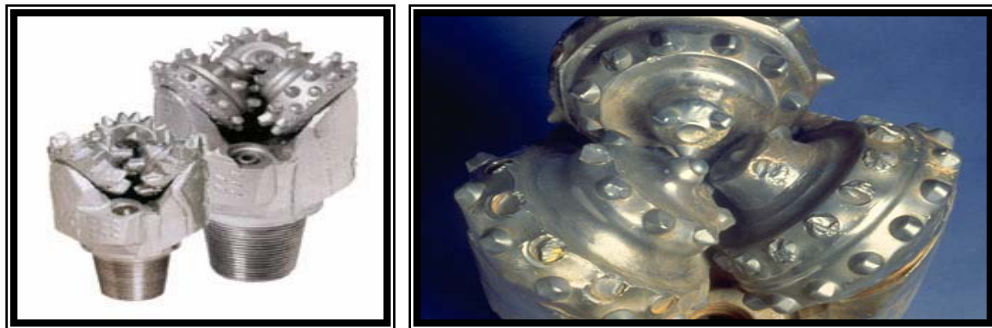


Figura 2.1 Mechas de Rodillo ^[4]

2.6.8.2 Mechas de Diamantes

Las mechas de diamantes no tienen conos ni dientes, en vez de estos, varios diamantes se encuentran en el fondo y los lados de la mecha, los cuales por ser tan

duros son especialmente efectivos para perforar formaciones duras, aunque también pudiesen ser usados en formaciones blandas. (Figura 2.2)

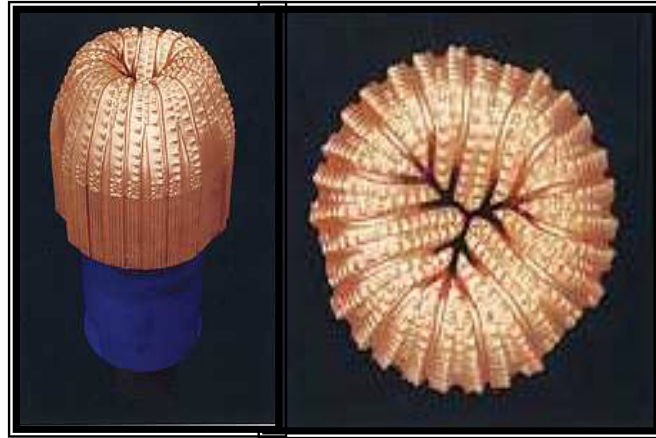


Figura 2.2 Mechas de Diamantes ^[4]

Es una herramienta de perforación que trabaja raspando el fondo del hoyo con diamantes de grados industriales, los diamantes se encajan en la estructura de metal (generalmente de una matriz sintetizada o pulverizada de la base de carburo) durante la fabricación de la mecha. El diseñador de la mecha tiene combinaciones virtuales ilimitadas de la forma de la mecha, la colocación de los puertos de los chorros hidráulicos, la cantidad de diamantes y el tamaño del diamante usado (generalmente expresado como diamantes por quilates).

En general, una mecha de diamantes que perfora más rápido tiene una vida útil más corta; similarmente una mecha diseñada para una larga vida útil perforará típicamente a una tasa más lenta. ^[4]

2.6.8.3 Mechas PDC

Es una herramienta de perforación que usa cortadores de diamantes compacto policristalino (PDC) para triturar la roca con un movimiento rotacional continuo. Estos cortadores son discos sintéticos de diamantes de 1/8 pulg. de espesor y de

aproximadamente $\frac{1}{2}$ a 1 pulg. de diámetro (Figura 2.3). Las mechas PDC son efectivas en la perforación de formaciones lutíticas, especialmente cuando es usada conjuntamente con lodo base aceite ^[4].

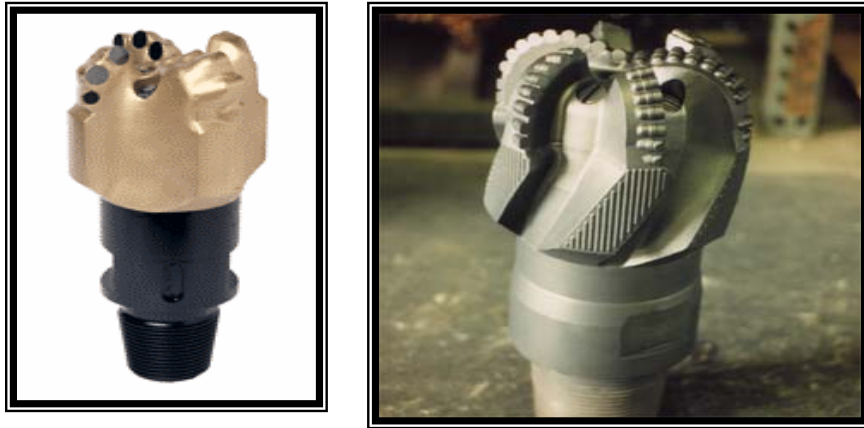


Figura 2.3 Mecha PDC ^[4]

Criterios para selección de mechas.

A continuación se mencionan algunos criterios para la selección de una mecha para perforar:

- Rendimiento.
- Tipo de pozo: vertical o direccional.
- Análisis histórico.
- Fluido de perforación.
- Énfasis en los costos.
- Limitaciones de peso sobre la mecha.
- Pozos profundos.
- Aplicaciones con motores de fondo.
- Litología ó tipo de roca.
- Pozos de diámetro reducido. ^[5]

2.6.8.4 Evaluaciones del Desgaste de la Mecha

El análisis y evaluación de cada mecha gastada puede ser de mucha utilidad para decidir el tipo de mecha a utilizar, o en su caso modificar sus condiciones de operación. Quien aprenda a interpretar y cuantificar el desgaste de cada mecha estará muy cerca de obtener el máximo rendimiento de cada una de ellas.

La información que se obtiene al evaluar el desgaste de las mecha puede ser muy significativa. Este valor fue reconocido por la Asociación Internacional del Contratistas de Perforación (IADC) hace algunos años, cuando se estableció un sistema mundial para la evaluación de desgaste de las mecha de conos. Este sistema de evaluación del desgaste no pudo ser aplicado para las mecha de cortadores fijos y se tuvo que establecer un nuevo sistema. El sistema de evaluación de desgaste para cortadores fijos fue desarrollado por el Subcomité de mecha de Perforación de la IADC en 1987, y revisado en 1991. ^[5]

2.6.9 Fluido de Perforación

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos.

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias. ^[6]

2.6.9.1 Funciones del Fluido de Perforación

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de las mechas y la buena condición del hoyo.

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar las Mechas.
- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la Mecha.
- Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones.
- Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la mecha.
- Evitar que fluidos de las formaciones entren en el hoyo.
- Transmisión de energía o potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha.
- Suspensión de las tuberías de perforación y revestimiento
- Controlar las presiones de formación.
- Medio adecuado para el perfilaje por cables. ^[2,6]

2.6.9.2 Clasificación de los Fluidos de Perforación

En cada etapa de la perforación del pozo, la selección del lodo que se utilizará, tiene como antecedente el pronóstico de las condiciones que se encontrarán antes, como durante la perforación de las formaciones que serán atravesadas; las zonas previstas con geopresiones; los problemas de estabilidad de las paredes del agujero; los costos que serán erogados por este concepto y los cuidados al medio ambiente. Todos ellos intervienen en la toma de decisión, en el proceso de selección, (Figura 2.4).

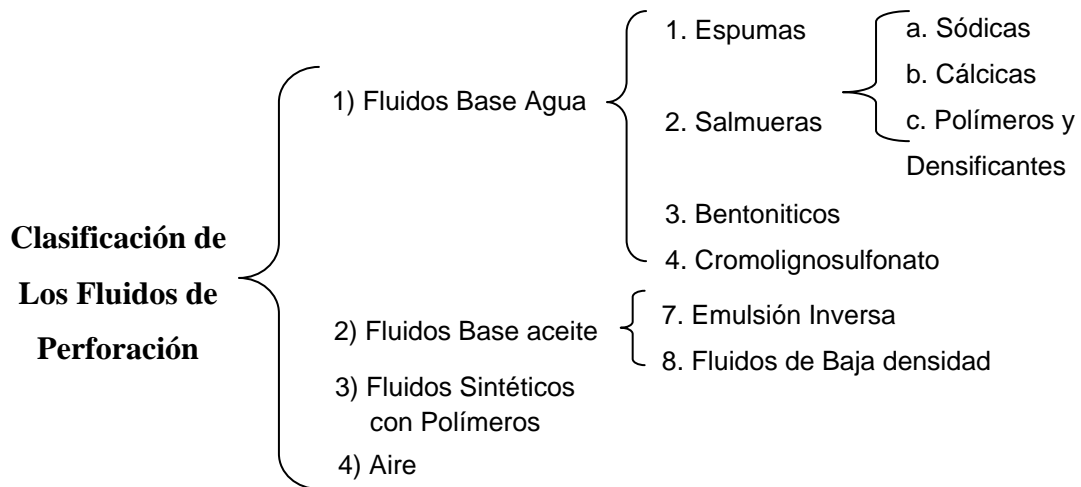


Figura 2.4 Clasificación de los Fluidos de Perforación ^[7]

2.6.10 Tubería de Revestimiento

2.6.10.1 Conceptos Básicos de Tubería de Revestimiento

La tubería de revestimiento constituye el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y Completación del pozo.

El objetivo de la tubería de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Además, las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control (cabezales, BOP's), empacadores y la tubería de producción. ^[8]

2.6.10.2 Propiedades y Características de la Tubería de Revestimiento.

Las propiedades más importantes de las T.R., son los valores promedios de tensión y presiones interior y de colapso. La fuerza de tensión es resultado del peso propio del conjunto de tubos suspendidos por debajo del punto de interés. La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo es la fuerza de tensión que origina que el tubo exceda el límite elástico o mínimo esfuerzo a la deformación. Para la unión correspondiente a cada tubo se considera la que se conoce como junta o cople. ^[1]

2.6.10.3 Factores que se Consideran en el Diseño de la Tubería de Revestimiento.

➤ Diseño de la tubería conductora.

La tubería conductora generalmente no se diseña para cargas de presión interna, colapso y tensión. Sin embargo, las consideraciones pueden darse para cargas de compresión proporcionadas por todos los pesos subsecuentes, las cuales es posible transmitir a la sarta conductora.

En general, todas las tuberías pueden ser enterradas o cementadas. Desde que las tuberías empiezan a bajarse al fondo, el peso de flotación de la tubería se nota en la carga al gancho. Algunas veces, incluso se permite considerar tensión por empuje adicional después de cementada y previo a manejar las sargas de tubería adicionales.

➤ Diseño de la tubería de revestimiento superficial.

La tubería de revestimiento superficial probablemente es la más simple en los tipos de diseño para T.R. En una tubería de revestimiento superficial se considera que la máxima carga generada por presión interna se presenta cuando ocurre un brote. La entrada de gas desplaza y reemplaza al lodo de perforación que esta dentro de la Tubería de Revestimiento.

La presencia de gas o un brote subterráneo en el pozo se origina por una zona de presión que no es controlada por la columna del lodo del pozo. Las zonas de

presión pueden detectarse por diversos métodos de cálculos (Eaton, Mathews and Kelly y otros).

➤ **Diseño de la tubería de revestimiento intermedia (tubería corta).**

Si una tubería corta es considerada en la perforación de un pozo, el diseño de la sarta de tubería es diferente de una sarta intermedia completa.

Si la presión de inyección es más alta y/o el lodo es más denso bajo de la tubería corta que debajo de la intermedia, esos valores se usan para diseñar la tubería intermedia y la tubería corta. El procedimiento de evaluación es similar al realizado en la tubería intermedia, estableciéndose un límite de presión superficial.

➤ **Diseño de la tubería de explotación o producción.**

Las consideraciones de carga máxima por presión interna en tuberías de producción son posibles por diversas causas. Algunas son:

- Rompimiento de tuberías en pozos de gas.
- Tratamientos con altas presiones para fracturamiento hidráulico.
- Surgimiento de cargas por estimulación con explosivos.
- Altas presiones durante las operaciones de control de los pozos. ^[1]

2.6.10.4 Clasificación por Función

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo, esto es:

- **Conductora:** Es la primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada.
- **Superficial:** Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

- **Intermedia:** Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdida de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal. La cima del cemento de ésta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo. Algunos pozos requieren de múltiples sartas intermedias.
- **De explotación:** Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad. El buen trabajo de cementación primaria es crítico para esta sarta.^[8]

Existen tuberías de revestimiento que por su condición y objetivo de colocación en el interior de un pozo pueden clasificarse como se muestra en la Figura 2.5.

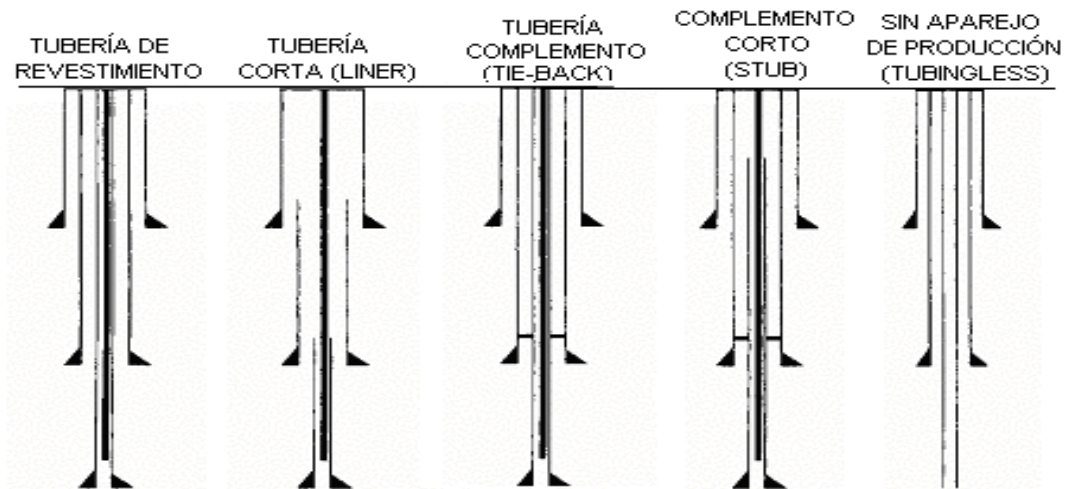


Figura 2.5 Esquemas representativos del uso de las tuberías de revestimiento^[8]

2.6.10.5 Factor de Diseño Aceptados por PDVSA

Los valores de Factor de diseño aceptados por PDVSA como mínimos para el diseño de revestidores y tubería de producción se muestran en continuación.

Tabla 2.1 Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción. ^[2]

	Colapso	Cedencia Interna	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1,0	--	--	--	--
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Protección	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tubería de Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

Los factores de seguridad se emplean para expresar cuán próxima a producir una falla se encuentra la carga aplicada. Dichos factores no puede determinarse con precisión sino hasta que se produce una falla. En realidad, el factor de seguridad puede expresarse como:

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Resistencia real del Material}}{\text{Carga real aplicada}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

2.6.11 Pozos Desviados.

Se considera como un pozo altamente desviado, aquel donde la inclinación máxima supera los 60° y un horizontal el que es perforado hasta obtenerse una inclinación de 90°. Estos pozos comúnmente requieren de equipos especiales para lograr el éxito de su construcción, además de largos tiempos de operación, características que los hacen más costosos que un pozo desviado convencional. ^[2]

2.6.12 Procedimiento de Perforación Direccional.

Planeación del proyecto direccional.

El primer paso en la planeación de cualquier proyecto direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo puesto. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El

segundo o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Deslizamiento al objetivo.
- Configuraciones básicas.

Un programa de perforación direccional bien concebido se basa en información geológica confiable, localización del objetivo, etc. Esta información se utiliza para determinar la configuración más adecuada para alcanzar el objetivo solicitado. La práctica nos indica que casi todos los pozos desviados caen en estas tres categorías siguientes:

Tipo No. 1.- El pozo de configuración tipo “slant” se planea de modo que la desviación inicial se obtenga de una profundidad somera o intermedia dependiendo de la longitud del desplazamiento total al objetivo.

Tipo No. 2.- El pozo de configuración en “S” o “S Modificada” se utiliza cuando se requiere atravesar de manera vertical los intervalos productores de un yacimiento, ya que se construye esta configuración en tres intervalos:

1. Al inicio se incrementa el ángulo de 0° al deseado.
2. Se mantiene el ángulo y rumbo.
3. Decremento de ángulo 0° (en tipo “S”) y decremento y mantiene un ángulo menor al que se construyo hasta alcanzar el objetivo (“S Modificada”).

Tipo No. 3.- El inicio de desviación se comienza lo más bajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como. Atravesar fallas o domos salinos. ^[1]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA APLICADA

A continuación se presentan la Metodología Aplicada para cumplir los Objetivos Planteados en este Proyecto (figura 3.1), el cual se estableció de una forma ordenada y secuencial de las actividades pautadas a seguir en la realización del Informe Final.



Figura 3.1 Metodología Aplicada.

3.1 Revisión Bibliográfica

En esta etapa se recopiló una serie de información proveniente de las carpetas de los pozos vecinos disponibles en PDVSA, con la finalidad de estimar un perfil de comportamiento del Campo en estudio, además se investigó en libros y manuales reconocidos, así como también algunas páginas Web de la Internet, reportes, presentaciones y libros de texto suministrados por la empresa, además de hacer uso de algunas tesis de grado y manuales proporcionados por la Universidad de Oriente. Estos recursos bibliográficos permitieron sentar las bases para realizar la investigación y ayudaron a establecer comparaciones entre ideas.

3.2 Estimación de las Curvas de Presión de Poro y Gradiente de Fractura.

Para la estimación de las curvas de presión de poros, gradiente de fractura y presión de sobrecarga se analizaron datos sísmicos tomando como ejemplo la información proporcionada por el pozo vecino ZG-504, desarrollando la siguiente metodología:

➤ **Determinación de la Curva del Gradiente de Sobrecarga.**

El gradiente de Sobrecarga se determino mediante la integración del registro de densidad realizada en el Pozo ZG-504, de tal forma la herramienta encargada de hacer los cálculos correspondientes, para este caso *PREDICT*, uso las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{ob} = 0,433 \int_0^Z \rho_b(z).dz \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

σ_{ob} : presión de sobrecarga, lpc.

Z: profundidad, pies.

ρ_b : densidad volumétrica, gr/cc.

La densidad volumétrica de la roca es una función de la densidad de la matriz de la roca; la densidad del fluido; el fluido en los poros y la porosidad, tal como lo muestra la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_m \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

ρ_b : densidad volumétrica, gr/cc.

ϕ : Porosidad, fracción, adim.

ρ_f : densidad del fluido poral, gr/cc.

ρ_m : densidad de la matriz, gr/cc.

A continuación se presenta el registro de Densidad (RHOB) y los valores de Presión de Sobrecarga (Figura 3.2).

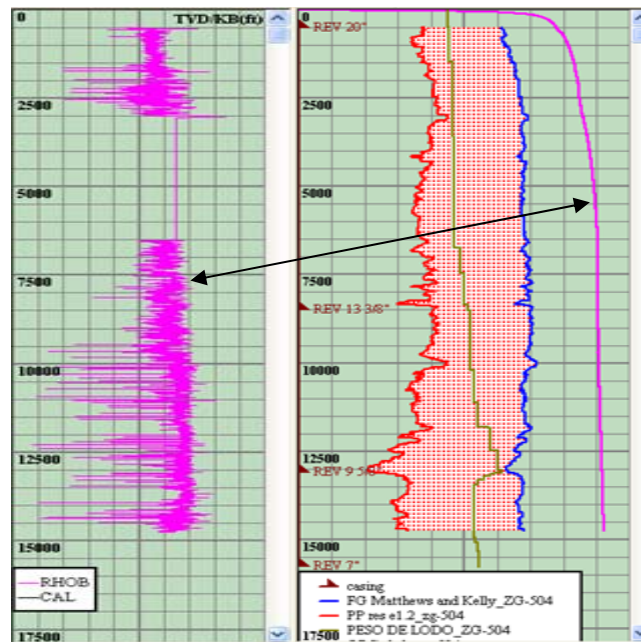


Figura 3.2 Registro de Densidad (RHOB) y Presión de Sobrecarga del Pozo ZG-504

➤ **Selección de las Líneas de Lutita en la formación mediante el Registro Litológico Gamma Ray (GR).**

Este procedimiento consistió en seleccionar los intervalos de Lutita mediante el comportamiento del registro Gamma Ray (GR) (Figura 3.3).

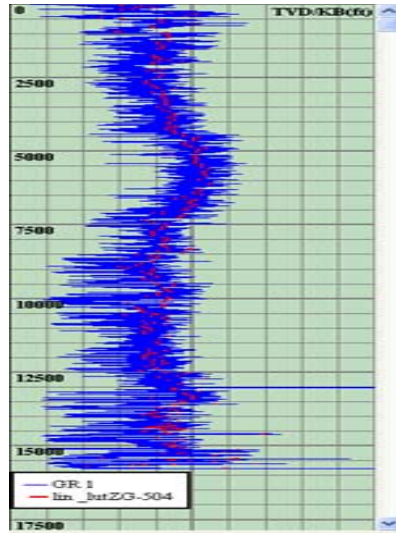


Figura 3.3 Selección de los puntos de lutita utilizando un registro Gamma Ray (GR)

A continuación se procedió a filtrar el registro de resistividad o en este caso el registro sísmico con los puntos de Lutita, lo cual consiste en transferir los puntos lutíticos a dicho registro, para hacer los cálculos de porosidad. En otros términos, significa seleccionar los valores de tiempo de tránsito de la onda compresional del registro sísmico o los valores de resistividad, provenientes de la lutitas.

Una vez filtrado el registro sísmico se procede a seleccionar el tren de línea de compactación normal, los cuales se escogieron de acuerdo a los cambios formacionales observados en la curva (Figura 3.4), clasificando de esta manera las posibles zonas de transición. Considerando lo anterior se trazo 1 línea de compactación normal

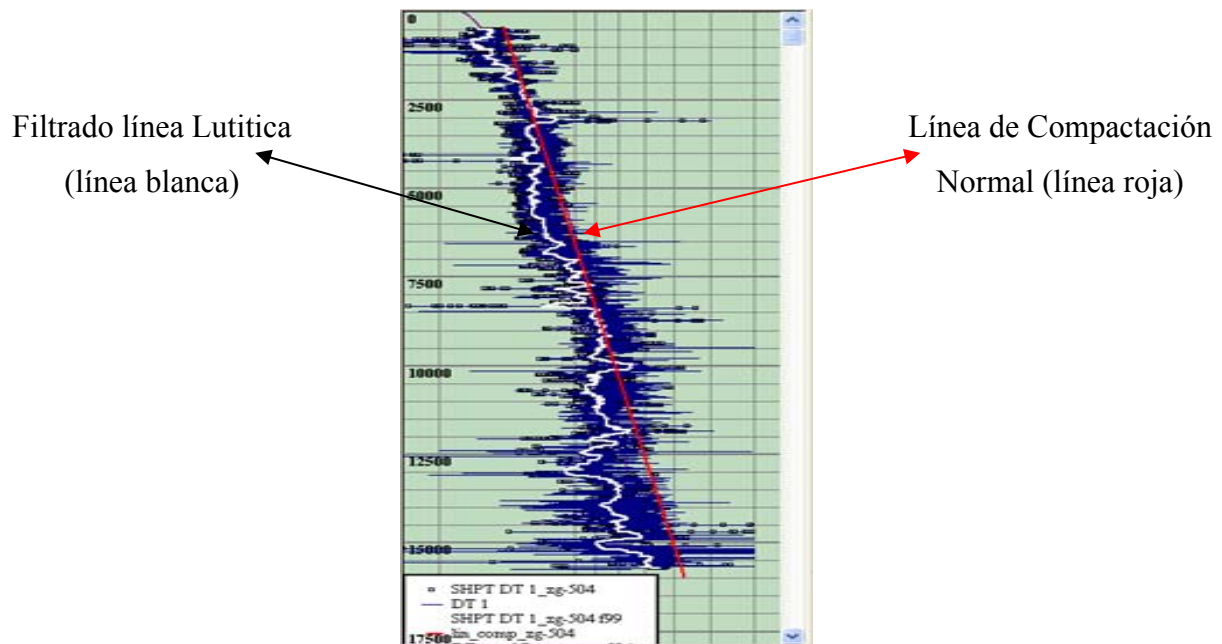


Figura 3.4 Registro Sónico filtrado con Línea de compactación normal, pozo ZG-504.

➤ **Estimación de la Curva de Presión de Poros.**

Para el cálculo de Presión de Poros la herramienta encargada de hacer los análisis correspondientes (*PREDICT*), tomo como mecanismos de cálculos el método de Bowers Sónico, ya que se posee información de registros sínicos (DT), por consiguiente dicho método requiere del tiempo de tránsito y que sea conocido el esfuerzo de sobrecarga (“overburden”) para determinar la presión de poros. Este método puede ser aplicado para predecir presiones de poros (sobrepresiones) originadas tanto por subcompactación (compactación por desequilibrio) como por otros mecanismos.

Sólo dos parámetros son requeridos cuando la sobrepresión es originada por subcompactación. El valor de los dos parámetros empíricos pueden ser determinados en un análisis de la tendencia de compactación o elegido por experiencia en pozos cercanos. A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas según el método Bowers:

$$P_o = OBG - \frac{\left[(\sigma_{\max})^{(1-u)} * \left[\frac{10^6}{DT} - \frac{10^6}{DT_{ml}} \right] \right]^{\left(\frac{u}{B}\right)}}{\text{depth}} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

El esfuerzo efectivo máximo se calcula por la siguiente ecuación:

$$\sigma_{\max} = \left[\frac{\frac{10^6}{DT_{\min}} - \frac{10^6}{DT_{ml}}}{A} \right]^{\left(\frac{1}{B}\right)} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

P_o : Gradiente de presión de poros, (lbs/gal, kPa/m).

OBG : Gradiente de sobrecarga, (lbs/gal, kPa/m).

DT : Tiempo de tránsito sónico, (μ seg/pie, μ seg/m).

DT_{ml} : Tiempo de tránsito sónico correspondiente a V_{\max} , (μ seg/pie, μ seg/m).

A, B, u : Valores empíricos.

V_{\max} : Velocidad en donde ha ocurrido la descarga para sedimentos enterrados a profundidades mayores que $d_{\max V}$.

$d_{\max V}$: Profundidad (vertical verdadera) a la cual la descarga ha ocurrido, (pie, m).

La Figura 3.5, muestra el perfil de presión de poros calculado a partir de la Ec. 3.3, con datos del registro sónico. Esta curva fue suavizada para eliminar valores anómalos (picos) realizada directamente en el programa *PREDICT*.

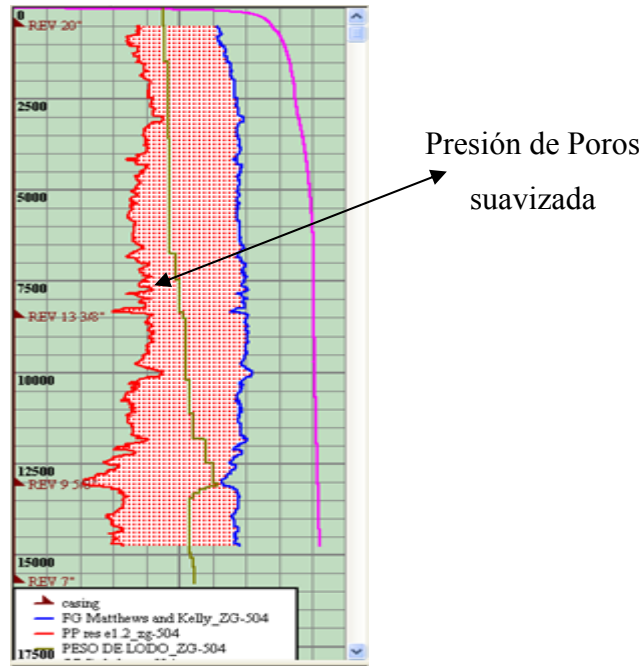


Figura 3.5 Curva Presión de Poros

➤ **Estimación del Gradiente de Fractura.**

Para el gradiente de Fractura se emplean varios métodos, es importante destacar que esta estimación se realiza una vez obtenida la presión de poros y el gradiente de sobrecarga, para este caso la herramienta *PREDICT*, se encargó de hacer los cálculos por el método de Eaton, usando las siguientes ecuaciones en la corrida del programa:

$$F = \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) * [OBG - P_o] + P_o \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

F = Gradiente de fractura, lpc/pie

P_o = Gradiente de presión de poro, lpc/pie

OBG = Gradiente de sobrecarga, lpc/pie

μ: Coeficiente de Poisson, adim.

D: Profundidad verdadera vertical, pies

La Figura 3.6 muestra el perfil de gradiente de fractura calculado a partir de la Ec 3.5.

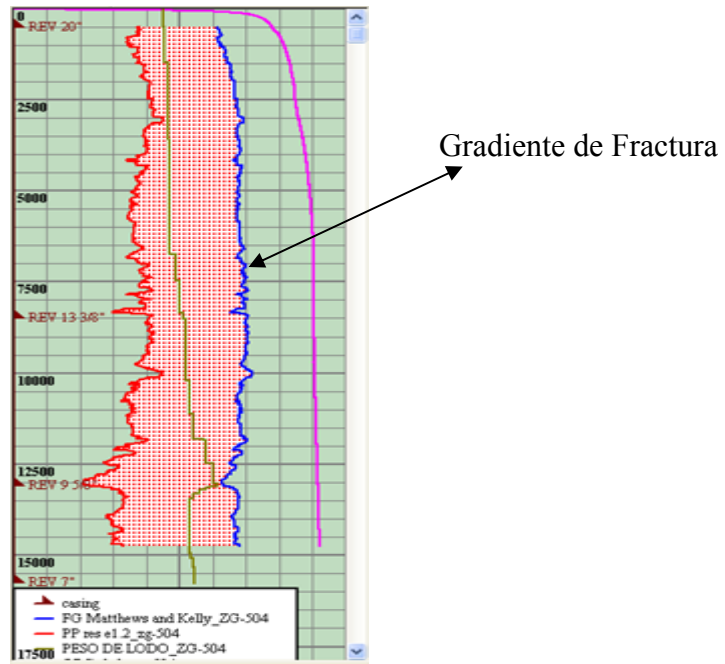


Figura 3.6 Gradiente de Fractura.

Es importante resaltar que las curvas no pudieron ser calibradas debido a que no se contó con información de pruebas RFT, el cual es un sistema que permite medir presiones de formación, para el caso de las presiones de poros, ni tampoco se le efectuó una prueba de integridad presión (PIP), para el caso de gradiente de fractura.

En la Figura 3.7, se muestra el resultado final de la curva de presión de poros, gradiente de fractura y de sobrecarga, así como también el peso del Lodo de perforación utilizado en el pozo ZG-504.

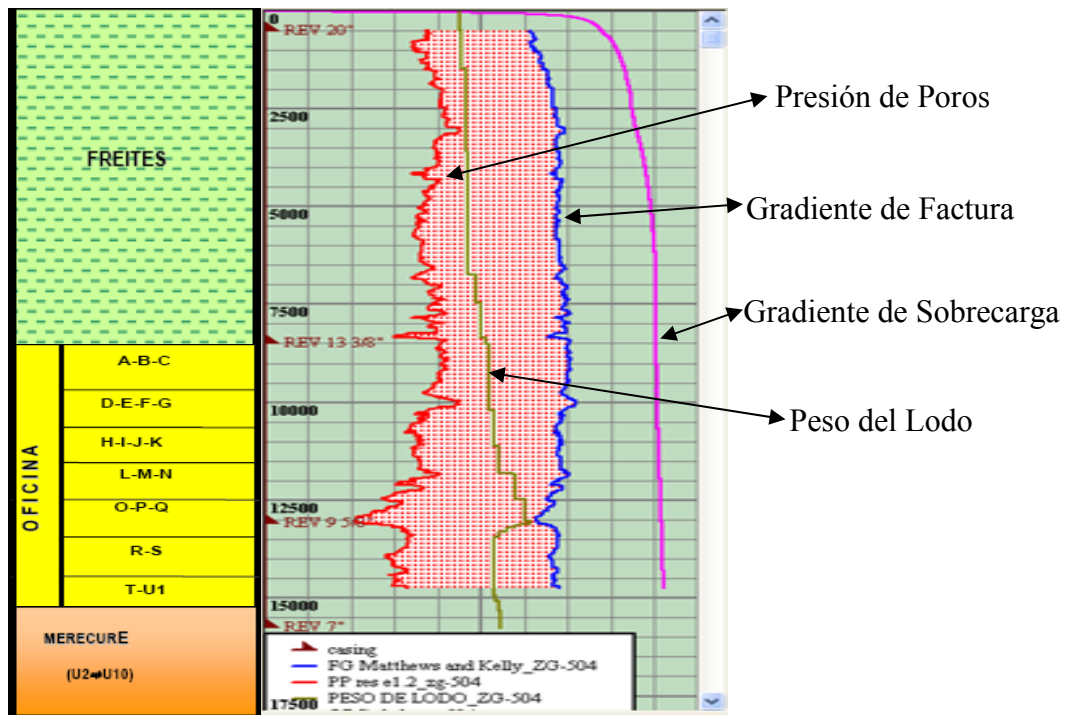


Figura 3.7 Presión de Poros, Gradiente de Fractura y de Sobrecarga, Peso del Lodo, pozo ZG-504.

3.3 Diseño de la Trayectoria del Pozo.

✓ Trayectoria del Pozo Piloto.

Debido al gran tiempo que se tiene de haber abandonado los pozos del campo Maulpa, se plantea primeramente el diseño de un Pozo piloto con la finalidad de verificar información geológica confiable, localización del objetivo, para así determinar la configuración más adecuada para alcanzar el objetivo solicitado. En ese sentido, se consideró el uso del programa “COMPASS” para realizar los cálculos correspondientes mediante los datos suministrados de coordenadas de superficie, como las de profundidad, generando la data general de trayectoria del Pozo (Figura 3.8), y de esta forma se determinara la vista de planta, sección vertical y vista tridimensional del pozo (Figura 3.9).

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/100ft)	T.Face (deg)	Buld (deg/100ft)	Turn (deg/100ft)	CL (ft)	Section Type	Target
29	5700.0	0.26	210.00	8699.4	-78.7	-45.4	88.0	0.01	180.00	-0.01	0.00	600.0	Inc Azi MD	
30	6800.0	0.24	210.00	8799.4	-79.1	-45.7	88.4	0.02	180.00	-0.02	0.00	100.0	Inc Azi MD	
31	6900.0	0.23	210.00	8899.4	-79.4	-45.9	88.8	0.01	180.00	-0.01	0.00	100.0	Inc Azi MD	
32	9600.0	0.16	210.00	9599.4	-81.5	-47.1	91.1	0.01	180.00	-0.01	0.00	700.0	Inc Azi MD	
33	5700.0	0.14	210.00	8699.4	-81.7	-47.2	91.3	0.02	180.00	-0.02	0.00	100.0	Inc Azi MD	
34	9600.0	0.13	210.00	9799.4	-81.9	-47.3	91.6	0.01	180.00	-0.01	0.00	100.0	Inc Azi MD	
35	10000.6	0.15	210.00	10000.0	-82.4	-47.5	92.0	0.01	0.00	0.01	0.00	200.6	Inc Azi TVD	
36	14002.3	32.00	194.10	13796.0	-1142.7	-315.4	1185.4	0.80	344.03	0.80	-0.40	4001.8	Inc Azi TVD	
37													Insert Line	

Figura 3.8 Data General de la Trayectoria del Pozo Piloto.

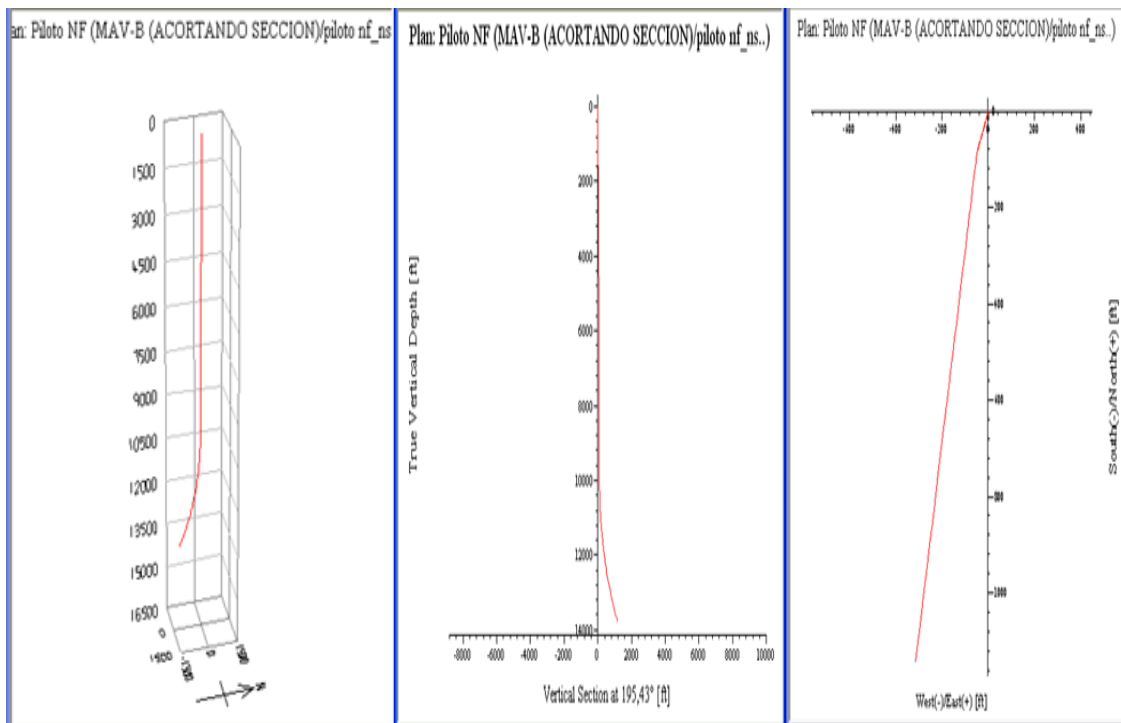


Figura 3.9 Sección vertical, vista tridimensional y vista de planta, pozo piloto.

✓ Trayectoria del Pozo Planteado.

Después de plantear la trayectoria de un Pozo Piloto se procede a diseñar la trayectoria del Pozo de interés, considerando que se trata de un pozo altamente

inclinado se propone una perforación tipo “J” la cual se iniciará una trayectoria verticalizada hasta 10000 pies con una breve inclinación de 14° y una dirección inicial de 210° de azimut y final de 202° azimut, luego iniciar una desviación Kick of Point (KOP), con una inclinación de 25.49° , la cual aumentará con la profundidad hasta alcanzar una inclinación final de 84° a la profundidad de 15.360 pies (MD) y 13.680 pies (TVD), con la finalidad de penetrar los objetivos primarios y secundarios. En ese sentido, se consideró el uso del programa “COMPASS” para determinar la vista de planta, sección vertical y vista tridimensional del pozo (Figura 3.10).

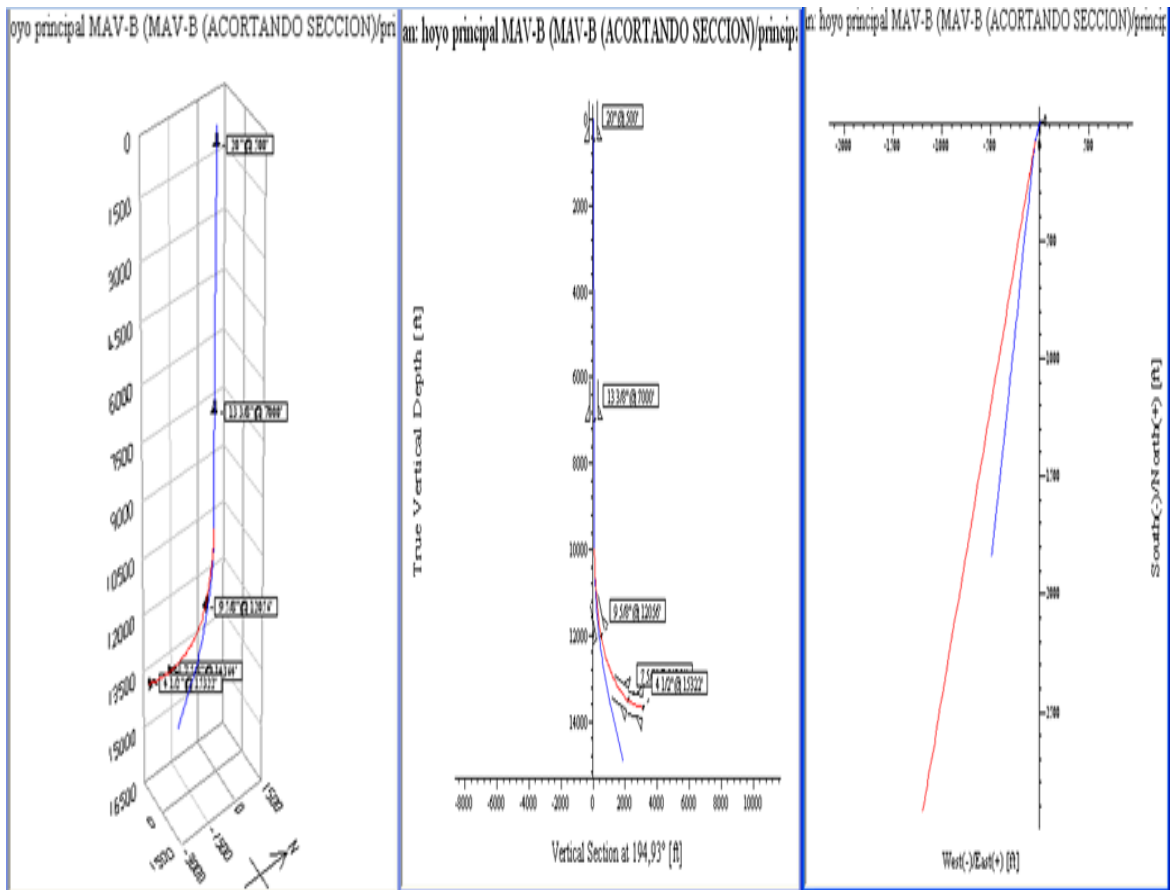


Figura 3.10 Vista tridimensional, sección vertical y vista de planta, pozo MAV-X1.

A continuación se muestra en la Figura 3.11 la base de Datos general utilizada para diseñar la trayectoria del Pozo MAV-X1.

	MD (ft)	Inc (deg)	Asi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	VSec (ft)	Dogleg (deg/100ft)	T Face (deg)	Buid (deg/100ft)	Turn (deg/100ft)	CL (ft)	Section Type
1	10000.0	0.15	210.00	9999.4	82.4	47.5	97.8	0.00	0.00	0.00	0.00	10000.0	Tie Line
2	11212.7	14.00	202.00	11200.0	220.4	103.6	229.5	1.14	351.92	1.14	-0.66	1212.7	Inc As TVD
3	11470.4	14.00	202.00	11450.0	278.2	126.9	301.5	0.00	0.00	0.00	0.00	257.7	Inc As TVD
4	12055.7	25.49	202.00	12000.0	461.2	300.9	497.4	1.96	380.00	1.96	0.00	565.3	Inc As TVD
5	14647.5	76.38	202.00	13680.0	2266.4	930.2	2429.5	1.96	0.00	1.96	0.00	2591.8	Inc As TVD
6	15035.4	84.00	202.00	13645.0	2820.5	1073.3	2808.6	1.96	0.00	1.96	0.00	387.8	Inc As TVD
7	15336.4	84.00	202.00	13670.1	2833.5	1159.3	3006.6	0.00	0.00	0.00	0.00	231.0	Straight MD
8	15380.6	84.00	202.00	13680.0	2820.5	1194.5	3129.5	0.00	0.00	0.00	0.00	94.3	Inc As TVD
9													Invert Line

Figura 3.11 Data General de la Trayectoria del Pozo MAV-X1.

3.4 Diseño de Asentamiento de Revestidores.

Este diseño se hace mediante la herramienta “*CasingSeat*”, la cual es una aplicación de diseño preliminar de revestidores, que determina profundidad de asentamiento, topes de cemento y posibles densidades de lodos en las zapatas, para este cálculo de asentamiento de revestidores fue necesario conocer los resultados de presión de poros y gradiente de fractura.

En el diseño preliminar se determinan:

- ✓ Posible peso de lodo para cada Fase.
- ✓ Posibles profundidades de las zapatas y números de sartas o revestidores.
- ✓ Selección de tamaños de hoyos y revestidores.

En función de los gradientes de poro y fractura, así como de las restricciones impuestas durante el diseño, como son: Mínimo peso de lodo, margen de sobrebalance, límite de pega diferencial y tolerancia a los influjos; se determinan las

posibles profundidades de asentamiento de las zapatas y números de revestidores como lo muestra la Figura 3.12

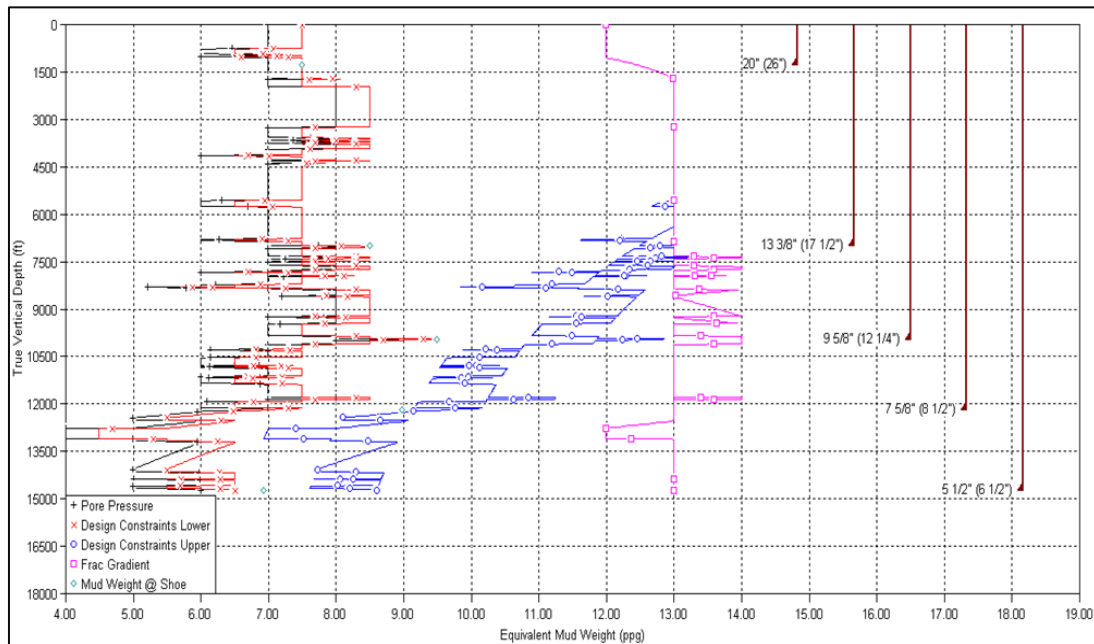


Figura 3.12 Profundidad de Asentamiento de Revestidores.

Existe una incertidumbre en los valores obtenidos de presión de poros y gradiente de fractura por lo que adicionalmente se tiene que verificar el riesgo de pega por presión diferencial, este fenómeno se presenta donde ocurre una gran diferencia de presión entre la formación y el sistema del lodo, para prevenir esto se trata que el diferencial de presión sea menor a **2.000** o **3.000 lpc**, usando la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 0,052 * (P_{\text{lodo}} - P_{\text{poro}}) * D \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

Δp = Diferencial de presión (Lpc)

P_{lodo} = Peso del lodo (Lpg)

P_{poro} = Presión de poros (Lpg)

D = Profundidad (pies)

Adicionalmente hay que tomar en cuenta que la profundidad de asentamiento del revestidor superficial debe seleccionarse considerando la posibilidad de una arremetida que pueda ocurrir al perforar secciones más profundas. Para determinar la presión que ejercería una arremetida a la profundidad seleccionada se utilizará la siguiente ecuación:

$$EMW_{arremetida} = \left(\frac{\text{Prof. total}}{\text{Prof. de int eres}} \right) * \Delta M + OMW \quad (\text{Ec.})$$

Donde:

$EMW_{arremetida}$ = Peso de lodo equivalente a la profundidad de interes (Lpg).

Prof. Total = Intervalo más profundo (pies).

ΔM = Aumento incremental del peso del lodo en la arremetida (Lpg).

OMW = Peso del lodo original (Lpg).

El valor obtenido con esta ecuación debe ser menor que la resistencia a la fractura de la formación.

3.4.1 Selección de Diámetros de Revestidores.

La selección del diámetro se hace en función de que cada revestidor pueda contener al otro, es decir, la tubería de producción debe tener suficiente diámetro para conducir el fluido del pozo a la superficie. La figura 3.14, muestra el árbol de los diámetros más usuales de hoyos y revestidores y las usadas para este caso, aunque las líneas continuas representan las selecciones más usuales.

El revestidor asentado a 15.360 pies es un revestidor de producción y tiene un diámetro externo de 5 ½ pulg. A partir de este dato selecciono los diámetros externos para cada revestidor.

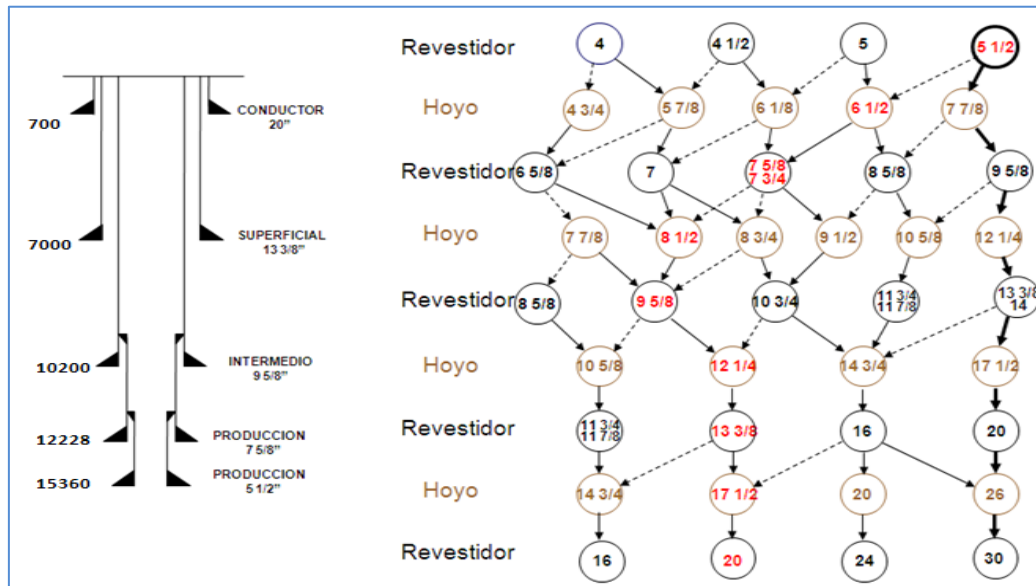


Figura 3.14 Secuencias de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.

3.5 Estimación de la Ventana Operacional del Lodo para la Trayectoria de Perforación.

Esta operación se realizó utilizando la herramienta “*CasingSeat*”. El mismo permitió estimar los posibles pesos de lodo para cada fase en el pozo propuesto MAV-X1, tomando en cuenta los resultados de presión de poros y gradiente de fractura obtenidos del pozo vecino ZG-504, manteniendo un sobre-balance y margen de seguridad de 0,5 lpg con respecto a la presión de poro y gradiente de fractura, a continuación se muestra el procedimiento utilizado:

- ✓ Se exportaron los valores de presión de poros de la localización ZG-504 a la herramienta “*CasingSeat*”.
- ✓ Se exportaron los datos de presión de poros utilizados en la herramienta “*CasingSeat*”, a un archivo tipo Excel.
- ✓ De igual forma que para la presión de poros se procedió para el gradiente de fractura

- ✓ Una vez obtenido los datos de presión de poros y gradiente de fractura se grafica el comportamiento del peso de lodo del pozo vecino ZG-504, obtenido estos datos, procedemos a plantear la propuesta de peso de lodo del pozo MAV-X1, de tal forma que cumpla con los rangos establecidos con respecto a la presión de poros y el gradiente de fractura, considerando una posible pega diferencial y arremetida en el primer tramo de perforación. (Figura 3.15).

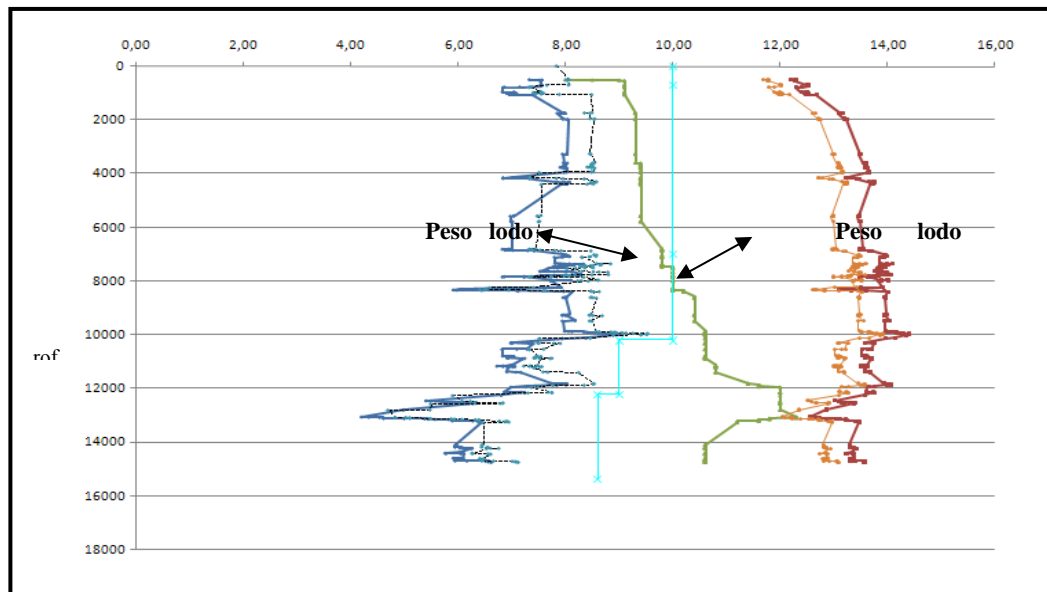


Figura 3.15 Comportamiento del Peso de lodo mediante la presión de poros y gradiente de fractura.

3.6 Análisis de Esfuerzos a los que serán Sometidos los Revestidores.

El programa “*STRESS CHECK*” considera la teoría de Hencky-Von Mises para el estudio de esfuerzos triaxiales. Cada compañía establece la región de la envolvente de la elipse de esfuerzos triaxiales. Para el caso de PDVSA, se estableció la siguiente zona (Figura 3.16).

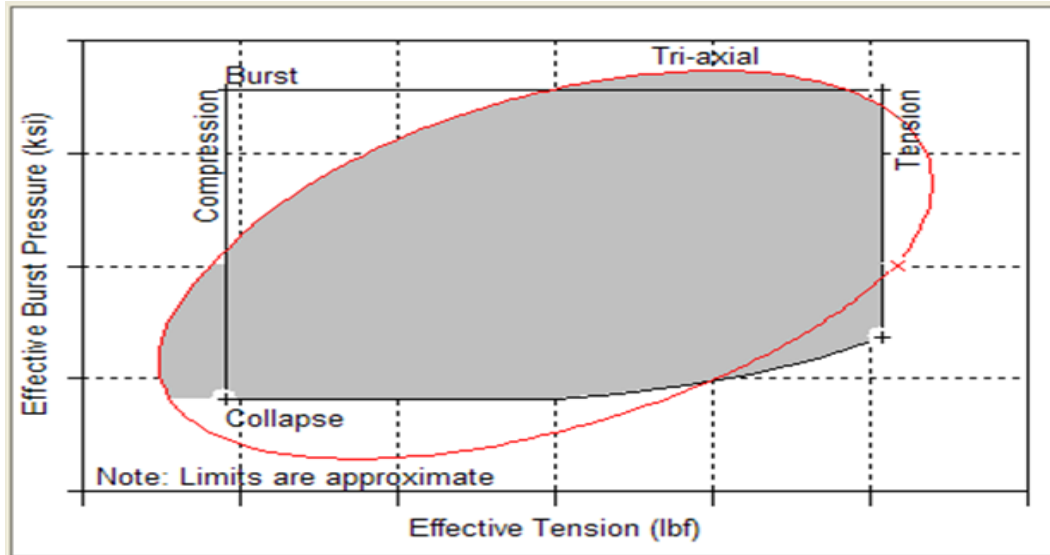


Figura 3.16 Área establecida por PDVSA para el estudio de los esfuerzos triaxiales, según Hencky-Von Mises.

3.6.1 Cargas de Diseño para Cedencia Interna o Estallido.

En este caso analizaremos la resistencia que tiene el material a que falle por exceso de presión interna; el uso de la herramienta “*STRESS CHEK*” permitió hacer los cálculos correspondientes para el cálculo de estallido, la cual se encuentra dentro de los parámetros mínimos establecidos por PDVSA como lo muestra la figura 3.17, para el caso del revestidor de 20 pulgadas.

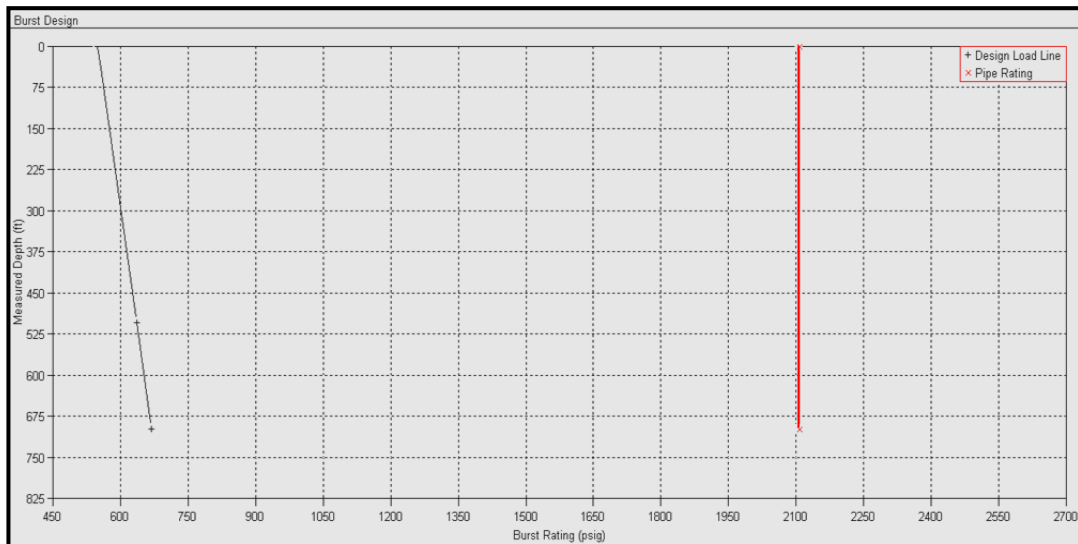


Figura 3.17 Cargas de Diseño para Estallido en el revestidor de 20”.

3.6.2 Cargas de Diseño para Colapso.

En este caso estudiaremos la posibilidad que tiene la tubería de que falle por exceso de presiones externas. El uso de la herramienta “*STRESS CHEK*” permitió hacer los cálculos correspondientes para establecer las zonas de colapso, la cual se encuentra dentro de los parámetros mínimos establecidos por PDVSA como lo muestra la Figura 3.18 en el caso del revestidor de 13 3/8”.

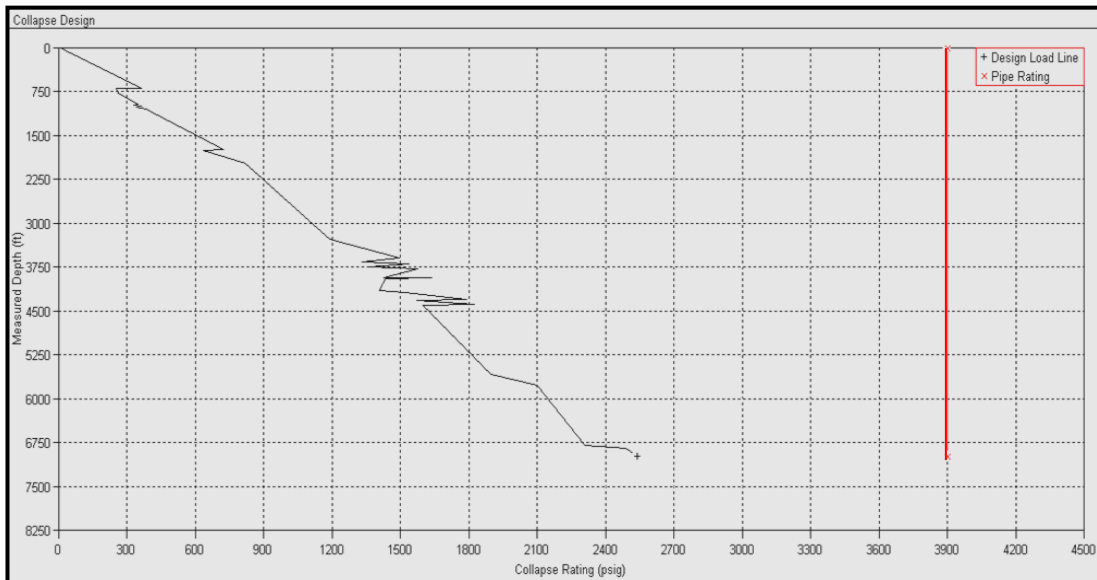


Figura 3.18 Cargas de diseño para Colapso en el revestidor de 13 3/8”.

3.6.3 Diseño de Cargas Axiales y Triaxiales.

Otras cargas de diseño a considerar las cuales se encuentran en los parámetros de seguridad establecidos por PDVSA, son las cargas Axiales y Triaxiales garantizando que no habrá falla de acuerdo a las cargas aplicadas como lo muestra la Figura 3.19, en el caso del revestidor de 7 5/8”.

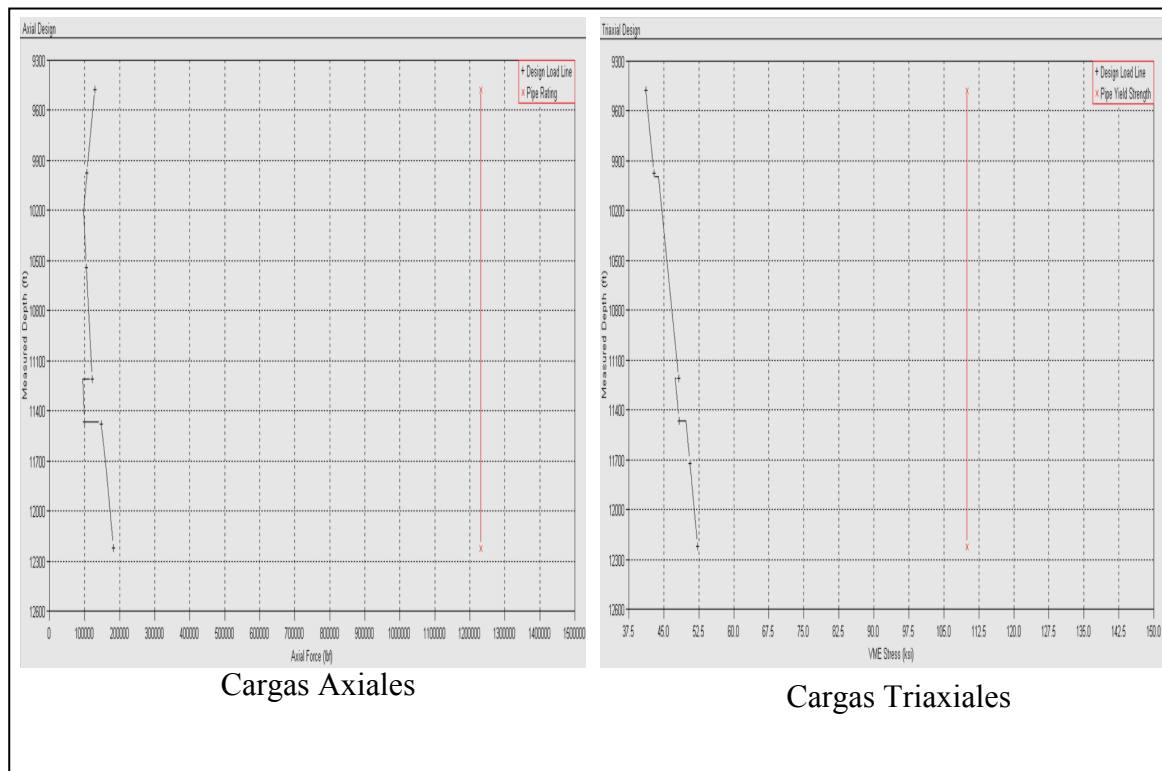


Figura 3.19 Cargas de diseño Axiales y Triaxiales revestidor de 7 5/8”.

Cabe destacar que todas las graficas de los diferentes diseños de cargas de diseño se encuentran especificadas en el “*Apéndice A.2*” para cada revestidor.

3.7 Diseño de la Propuesta Final de Perforación y Completación para el Pozo MAV-X1.

En base a los datos analizados antes mencionados se obtuvieron resultados importantes para establecer la propuesta final de perforación y completación tomando en consideración los márgenes de seguridad establecidos por PDVSA, los cuales se muestran en el esquema planteado (figura 3.20).

3.7.1 Completación Propuesta

PRODUCCIÓN GAS ANACO

Área Mayor Oficina

CAMPO: MAULPA

LOCALIZACION: MAV-X1

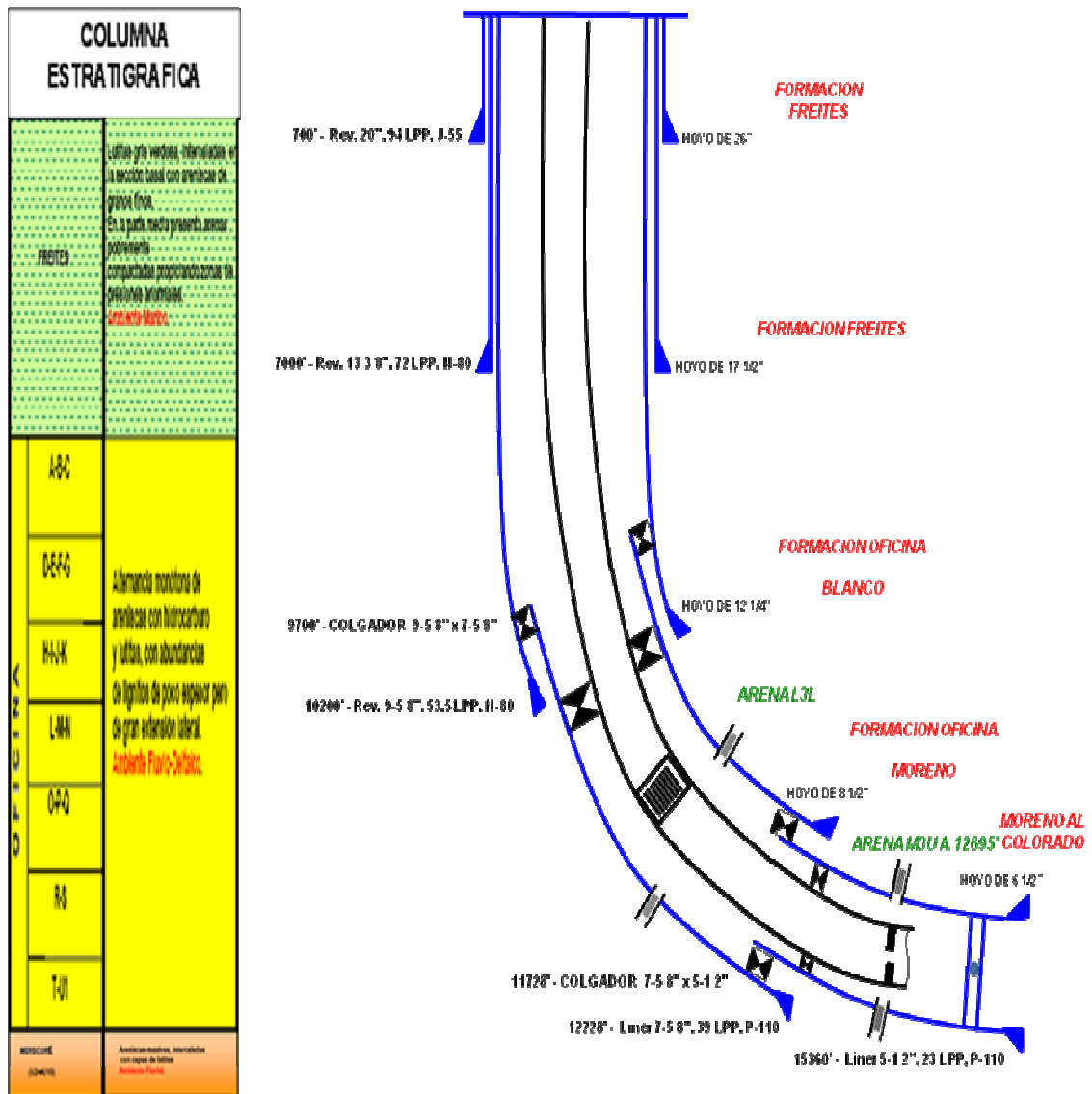


Figura 3.20 Esquema de Completación Final Propuesto.

3.7.2 Cuadro Resumen de la LOC. MAV-X1 Campo Maulpa

ESQUEMA MECANICO DEL POZO	REVESTIDOR		HOYO	FLUIDO	REGISTROS	PLAN	
	DIAM PESO TIPO ROSCA	FORMACIÓN /MIEMBRO TVD MD	TIPO / DIAMETRO (Pulg)	TIPO / DENS (LPG)	PUNTOS DE PRESIÓN: SOLAMENTE EN ARENAS PROSPECTIVAS	COSTO (M BsF Ea) TIEMPO (Días)	
	MUDANZA					1.265,14	
						12	
		20" 94 lpp J-55 BIG OMEGA	FREITES 700' 700'	CONDUCTOR 12 1/4" x 26"	Base Agua (INHIBITORIO) 10 LPG	De acuerdo a la prognosis no se tomará registros en el hoyo superficial	2.559,47 6
		13-3/8" 72 lpp N-80 BTC	FREITES 7000' 7000'	SUPERFICIE 17-1/2"	Base Agua (INHIBITORIO) 10 LPG	INDUCCIÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ DENSIDAD/ NEUTRÓN/ SP/ CAL 4B/ SONICO DIPOLAR ANISOTRÓPICO/ SONICO DIPOLAR.	7.504,50 19
		9-5/8" 53.5 lpp N-80 BTC	OFICINA /B 10199' 10200'	INTERMEDI 12-1/4"	100% Aceite 10 LPG	INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ CAL 6B/ SONICO DIPOLAR/ DENSIDAD/ NEUTRÓN.	7.615,95 20
		7 5/8" 39 lpp P-110 STL (FJ)	OFICINA/M 12105' 12228'	PRODUCTOR 8-1/2"	DRILL IN 9 LPG	DENSIDAD/ NEUTRÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ SONICO DIPOLAR/ CALIPER 6B.	6.225,99 20
	5 1/2" 23 lpp P-110 STL (FJ)	OFICINA/M-C 13680' 15360'	PRODUCTOR 6-1/2"	DRILL IN 8.6 LPG	DENSIDAD/ NEUTRÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ SONICO DIPOLAR/ CAL 6B.	9.122,74 33	
SUB-TOTAL PERFORAR						34.293,79 110	
COMPLETACIÓN SENCILLA PARA CUMPLIR CON EL OBJETIVO PRINCIPAL: MIEMBRO MORENO/COLORADO (MIOCENO INFERIOR)						3.842,38 21	
TOTAL						38.136.17 131	

3.7.3 Resumen del Plan de Construcción del Pozo

I. Información General del Pozo

Unidad de Explotación:	Área Mayor de Oficina (A.M.O)	Clasificación:	Desarrollo			
Campo:	Maulpa	Elevación de Superficie:	946.00			
Localización:	MAV-XI	Elevación de Mesa Rotaria:	976.00			
Ubicación Geográfica:	La localización MAV-XI se encuentra ubicada a 594.3 Mts al N 71° 17' 49" W del pozo ZG-512	Clasificación Trayectoria:	Tipo "J"			
Tipo de Completación:	Sencilla	Potencial Total:	Crudo BND	1348	Gas MMPCD	6

II. Objetivos del pozo (Yacimientos)

Objetivo	Yac.	Tope TVD pies	Presión lpc	Temp. °F	Dens. Equiv. LPG	A.N.P pies	Potencial		Observaciones
							Gas, MMPCD	Crudo, BND	
Objetivos Principales									
MIEMBRO MORENO/COLORADO (MIOCENO INFERIOR)									
Objetivos Secundarios									
FORMACIÓN OFICINA (MIOCENO MEDIO)									

III. Plan de Construcción del Pozo (Descripción detallada del plan se incluye en secciones siguientes)

Fase	Prof. pies	Prof. MD, es	Diám. Hoyo, pulg	Fluido		Diám Rev. pulg	Formación - Miembro	Tiempo Días	Costo Total, M Bs F Equiv.	Costo Total, M US \$ Equiv.
				Tipo	Dens. lpg					
MUDAR								12	1265,14	97200,00
I	700	700	12 ¼"26"	Base Agua	10	20"	Freites	6.0	2559,47	381185,20
II	7000	7000	17-1/2"	Base Agua	10	13-3/8"	Freites	19.0	7504,50	1029498,40
III	10199	10200	12-1/4"	100% Aceite	10	9-5/8"	Ofic.B	20.0	7615,95	793905,43
IV	12105	12228	8-1/2"	Drill in.	9	7-5/8"	Ofic. M	20.0	6225,99	790896,18
V	13680	15360	6-1/2"	Drill in.	8.6	5 ½"	Ofic. M-C	33.0	9122,74	1109322,38
COMPLETAR								21.0	3.842,38	893,58
TOTAL								131.0	38.136,15	8.868,87

IV. Plan de Perfilaje / Captura de Información

Prof. D, pies	Prof. pies	Diám. o, pulg	Perfiles / Captura de Información
700	700	12 ¼"26"	NO SE CONTEMPLA LA TOMA DE REGISTROS EN ESTA FASE
7000	7000	17-1/2"	INDUCCIÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ DENSIDAD/ NEUTRÓN/ SP/ CAL 4B/ SONICO DIPOLAR ANISOTRÓPICO/ SONICO DIPOLAR
10199	10200	12-1/4"	INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ CAL 6B/ SONICO DIPOLAR/ DENSIDAD/ NEUTRÓN.
12105	12228	8-1/2"	DENSIDAD/ NEUTRÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ SONICO DIPOLAR/ CALIPER 6B.
13680	15360	6-1/2"	DENSIDAD/ NEUTRÓN/ GR/ GR ESPECTRAL/ INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN/ SONICO DIPOLAR/ CAL 6B.

V. Plan de Toma de Núcleos

Prof. D, pies	Prof. pies	Diám. o, pulg	Núcleos (Intervalos de toma de núcleos)
700	700		No se contempla toma de núcleos.
7000	7000		No se contempla toma de núcleos.
10199	10200		No se contempla toma de núcleos.
12105	12228		No se contempla toma de núcleos.
13680	15360		No se contempla toma de núcleos.

VI. Plan de Técnicas Operacionales y/o Pruebas Especiales

Prof. D, pies	Prof. MD, es	Diám. o, pulg	Técnicas Operacionales / Pruebas Especiales
700	700	12 ¼"26"	Mantener dentro de un rango apropiado las propiedades de inhibición del fluido a las arcillas
7000	7000	17-1/2"	Perforar con parámetros controlados, realizar limpieza adecuada del hoyo solo con circulación y sin bombeo de píldoras de acarreo
10199	10200	12-1/4"	Perforar con parámetros controlados, realizar limpieza adecuada del hoyo solo con circulación y sin bombeo de píldoras de acarreo
12105	12228	8-1/2"	Perforar con parámetros controlados ya que se puede evitar pérdidas de circulación. Se recomienda contar con suficiente Material Antipérdida en sitio.
13680	15360	6-1/2"	Se debe atravesar con parametros controlados las arenas de posible perdida (según Información de pozos vecinos) ZG-504. No se descarta usar el FLC-2000 como aditivo en la formulación de una píldora de material antiperdida.

3.7.4 Estimado de Costos Clase II – Análisis Económico

I. Estimado de Tiempos-Costo Clase II

Fase	Intervalo MD pies	Tiempo Días	Costos Estimados				Indicador Costo / pie	
			M Bs	M US \$	M BsF Equiv	M US \$ Equiv	M Bs Equiv/ pie	M US \$ Equiv/pie
Mudar		12	847,18	97,20	1.265,14	294,22		
Hoyo Conductor	0 - 700	6	920,38	381,19	2.559,48	595,23	3,66	0,85
Hoyo Superficie	700 - 7000	19	3.077,65	1.029,50	7.504,49	1.745,23	1,19	0,28
Hoyo Intermedio	7000 - 10200	20	4.202,15	793,91	7.615,94	1.771,15	2,38	0,55
Hoyo Producción	10200 - 12228	20	2.825,13	790,90	6.225,98	1.447,90	3,07	0,71
Hoyo Producción	12228 - 15360	33	4.352,65	1.109,32	9.122,74	2.121,57	2,91	0,68
SUB-TOTAL		110	16.225,14	4.202,01	34.293,77	7.975,30		
COMPLETAR		21	1.569,61	528,55	3.842,38	893,58		
TOTAL		131	17.794,75	4.730,56	38.136,15	8.868,87		

3.7.5 Trayectoria del Pozo – Plan Direccional

I. Diseño de Trayectoria-Plan Direccional

Coord. Superficie:	:	1036033,0	.T.M	Coord. Fondo:	:	1035152,3	U.T.M
	:	367973,5			:	367613,2	
Clasificación Trayectoria:	Tipo "J"		KO	N	Max. Desviación,		84
Riesgo de Colisión:	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Bajo <input type="checkbox"/>	o aplica <input type="checkbox"/>	Medio <input type="checkbox"/>	Alto <input type="checkbox"/>	
Pozos:	No existen mayores riesgos de colisión						
Trayectoria del pozo / Plan direccional:	Ver anexos para detalle de la trayectoria del pozo y/o el plan direccional.						
Observaciones y recomendaciones sobre el plan direccional:	Para la perforación de la fase 12 1/4" y 8 1/2" se recomienda el uso de sarta direccional, con el proposito de cumplir con las arenas de los objetivos L3L y M3U (objetivo principal fase de 8 1/2")						
Objetivos direccionales (targets)	TVD, pies	Coordenadas		Radio Tolerancia, pies	Observaciones		
		Norte, m.	Este, m.				
L3L	12105	1035633,61	367617,27	-	Objetivo Principal		
M3U	13680	1035411,36	367565,23	-	Objetivo Principal		

3.7.6 Presión de Poro y Fractura, Curva de Densidad del Fluido de Perforación y Topes de Formación.

I. Referencia para estimado de topes formacionales

Topes Formacionales estimados por:	Danny Bejarano	Pozos de referencia para estimación de topes:	ZG-504, ZG-512, MAV-1
------------------------------------	----------------	---	-----------------------

II. Referencias para estimado de presión de poro y fractura

Presión de poros y fractura estimados por:	Danny Bejarano		Pozos de referencia para estimar geopresiones:	ZG-504
Método de Estimación:	Presión Poro:	Bower's Sonic	¿Datos de pruebas de presión? :	Si <input checked="" type="checkbox"/> No
	Presión Fractura:	Eaton	¿Información de LOT?:	Si <input type="checkbox"/> No

III. Referencias para planificación de curva de densidad del fluido de perforación

Densidad del fluido definida por:	Danny Bejarano	Pozos de referencia para curva de densidad del fluido:	ZG-504
Comentarios, observaciones y recomendaciones sobre la densidad del fluido:	1	Se propone perforar esta fase (0-7000) con un fluido BASE AGUA, inhibitorio de 10 LPG para disminuir el número de apoyos y arrastres observados en las localizaciones mas recientes de este campo. Con esta densidad y la implementación de las mejores prácticas operacionales se podrían disminuir, los problemas de embolamiento de mechas.	
	2	Esta fase ira desde 7000' hasta 10200', Oficina /Miembro Blanco (cuello lutítico), para aislar zonas de menor presión. Se propone iniciar la perforación con un fluido 100% aceite de 10 LPG de densidad. Se debe considerar que esta fase se caracteriza por la inestabilidad química y mecánica de las arcillas que existen en la sección a atravesar. Chequear permanentemente la actividad de la lutita y la salinidad del fluido de perforación, así como llevar el control estricto de los parámetros reológicos	
	3	Para la perforación del hoyo de producción se recomienda el uso de un fluido dril-in de 9 a 8,6 LPG. Es recomendable el uso del producto FCL-200 en forma de píldoras en las arenas altamente depletadas y arenas de interés con bajas presiones, para tratar de evitar la perdida de circulación.	

3.7.7 Plan de Asentamiento de Revestidores

I. Profundidades de Asentamiento de Revestidores

Tipo de Revestidor	Diám. Rev. pulg	Prof. MD pies	Formación/Miembro	Prof. Colgador pies	Comentarios
Revestidor Conductor	20"	700	Freites		Se asentará un revestidor de 20" a 700 MD pies en un hoyo de 26".
Revestidor Superficie	13-3/8"	7000	Freites		Se asentará un revestidor de 13-3/8" a 7000 pies MD en un hoyo de 17-1/2"
Revestidor Intermedio	9-5/8"	10200	OFIC./ B		Se asentará un revestidor de 9-5/8" a 12228 pies MD en un hoyo de 12-1/4"
Camisa Producción	7-5/8"	12228	OFIC./ M	9700	Se asentará un liner de 7 5/8" a 10200 pies MD en un hoyo de 8-1/2"
Camisa Producción	5-1/2"	15360	OFIC./ M-C	11728	Se asentará un liner de 5 1/2" y colgado en el liner 7 5/8" a 11728' MD en un hoyo de 6 1/2".

II. Criterios de Definición de la Profundidad de Asentamiento de Revestidores

Tipo de Revestidor	Restricciones Operacionales	Tolerancia Arremetidas	Pozos Vecinos	Otros	Comentarios
Revestidor Conductor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	> El objetivo de esta fase es cubrir las zonas arcillosas superficiales y aislar los acuíferos de la misma.
Revestidor Superficie	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Este revestidor será asentado a 7.000' MD, por lo siguiente: > para protegernos de zonas con presiones anormales, debido a que en la parte media de la formación presenta arenas pobremente compactadas y así disminuir considerablemente los problemas de inestabilidad
Revestidor Intermedio	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Este revestidor permitirá: > Aislar la sección lutítica presente en la interface Freites-Oficina con ello se disminuirían considerablemente los problemas de inestabilidad para el resto del pozo. > oficina es un cuello lutítico donde han asentado, algunos pozos vecinos > Con el propósito de garantiza la integridad necesaria para continuar perforando la zona de las Arenas Productoras de la formación Oficina.
Revestidor Producción	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Este Liner permitirá: > Proteger la zona productora del pozo luego de haber perforado con un fluido inhibitorio.
Revestidor Producción	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Este Liner permitirá: > Proteger la arena productora y poder evaluarla durante la completación del pozo.

3.7.8 Diseño Mecánico de Revestidores

I. Factores de Seguridad del Diseño de Revestidores

Tipo de Revestidor	Intervalo MD pies	Diám. Rev. pulg	Peso lpp	Grado	Rosca	Estallido	Colapso	Axial	Triaxial
Revestidor Conducto	0 - 700	20"	94.0	J-55	BIG OMEGA	1.28	2.84	3.61	1.44
Revestidor Superficie	0 - 7000	13-3/8"	72.0	N-80	BUTT	2.91	1.05	3.90	2.68
Revestidor Intermed	0 - 10200	9-5/8"	53.5	N-80	BUTT	1.98	1.31	2.10	1.63
Camisa Producción	9700 - 12228	7-5/8"	39.0	P-110	STL	1.50	1.49	1.83	1.73
Camisa Producción	12728 - 15360	5-1/2"	23.0	P-110	STL	2.02	2.03	1.89	1.98

II. Condiciones de Servicio (Casos de Carga) Evaluados en el Diseño de Revestidores

Cargas Disponibles para Diseño por Estallido:					
El informe completo del diseño se incluye a continuación. Los ítems marcados corresponden a los considerados en el presente diseño.					
<u>Revestidor Conductor</u>		<u>Tubería de superficie, revestidores, camisas y tiebacks intermedios</u>		<u>Revestidores, camisas y tiebacks de producción</u>	
Prueba de Presión	<input checked="" type="checkbox"/>	Prueba de presión	<input checked="" type="checkbox"/>	Prueba de presión	<input checked="" type="checkbox"/>
	<input checked="" type="checkbox"/>	Arremetida de gas	<input type="checkbox"/>	Arremetida de gas	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Fractura en la zapata c/ 1/3 PFH en Superficie	<input type="checkbox"/>	Fractura en la zapata c/ 1/3 PFH en Superficie	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Fractura en la zapata c/ desplazamiento del fluido de perforación por Gas	<input type="checkbox"/>	Fractura en la zapata c/ desplazamiento del fluido de perforación por Gas	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Influjo de Agua	<input type="checkbox"/>	Influjo de Agua	<input type="checkbox"/>
	<input checked="" type="checkbox"/>	Protección en Superficie (VIR)	<input type="checkbox"/>	Desplazamiento por Gas	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Desplazamiento por Gas	<input checked="" type="checkbox"/>	Prueba de Presión "Green Cement"	<input checked="" type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Prueba de Presión "Green Cement"	<input type="checkbox"/>	Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie	<input type="checkbox"/>
		Perforación (custom carga)	<input type="checkbox"/>	Inyección por el Revestidor	<input type="checkbox"/>
			<input type="checkbox"/>	Estimulación por el Revestidor	<input type="checkbox"/>
				Perforación (custom carga)	<input type="checkbox"/>
Cargas Disponibles para Diseño por Colapso:					
El informe completo del diseño se incluye a continuación. Los ítems marcados corresponden a los considerados en el presente diseño.					
De Vacío	<input checked="" type="checkbox"/>	Evacuación Parcial/Total	<input checked="" type="checkbox"/>	Evacuación Parcial/Total	<input checked="" type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Cementación	<input type="checkbox"/>	Cementación	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>	Pérdida de Circulación con Incorporación de Gas	<input checked="" type="checkbox"/>	Pérdida de Circulación con Incorporación de Gas	<input checked="" type="checkbox"/>
		Perforación (custom carga)	<input type="checkbox"/>	Sobre/Bajo la Empacadura de Producción	<input type="checkbox"/>
				Perforación (custom carga)	<input type="checkbox"/>

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS

4.1 Cálculo de la Presión de Poros y Gradiente de Fractura.

Los datos obtenidos para realizar los cálculos correspondientes en el programa empleado “*PREDICT*” antes de comenzar la perforación, se basa en las correlaciones de datos obtenidos de pozos colindantes o de datos sísmicos, para este caso; por tratarse de un pozo prácticamente exploratorio por la cantidad de tiempo que se encuentra inactivo y el pozo mas cercano se encuentra aproximadamente a 685 metros, los datos sísmicos proporcionan el mejor estimado posible.

EL pozo ZG-504, proporcionó la información necesaria para estimar los datos de presión de poros y gradiente de fractura posibles en el nuevo pozo a estudiar, proporcionando datos sísmicos para así obtener las velocidades interválicas pertenecientes al tope y base del mioceno superior, medio e inferior en la formaciones Freites, Oficina y Merecure, debido a su cercanía a la formación en estudio y por la abundancia de areniscas.

La curva de presión de poros y gradiente de fractura se pudo estimar por la transformación de los valores de velocidades interválicas a un registro sísmico sintético, gracias a una opcion incluida en la librería del programa *PREDICT*. Además fue necesario utilizar la ecuación de Gardner para obtener un registro de densidad con el cual se construyó la curva de sobrecarga. En la Figura 4.1 se puede observar los resultados obtenidos por medio de la aplicación del programa antes mencionado:

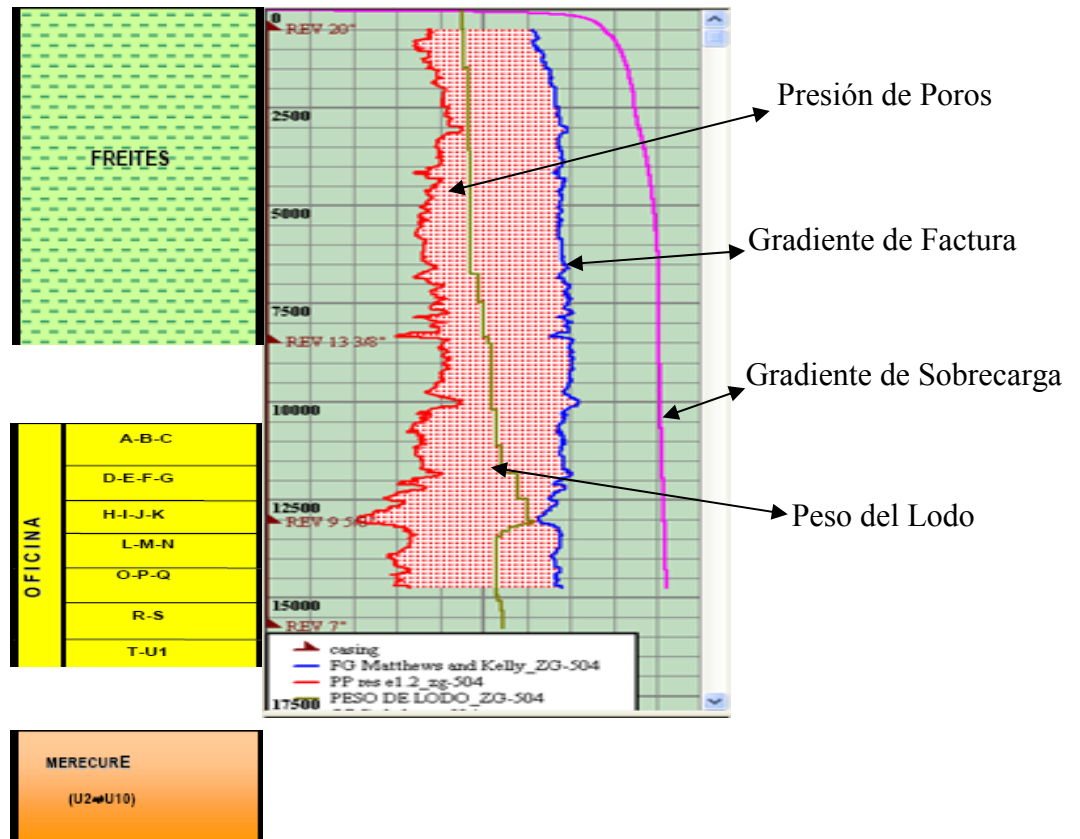


Figura 4.1 Resultados obtenidos de Presión de Poros, Gradiente de Fractura y de Sobrecarga, Peso del Lodo, pozo ZG-504.

Obtenidos los valores se puede observar lo siguiente:

- La presión de poros en la formación Freites se mantiene casi constante a medida que aumenta la profundidad, eso se debe a que esta formación se caracteriza por presentar una gruesa sección de lutitas gris verdosa (marina somera) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos.
- En la formación Oficina se observa una disminución de presión a medida que aumenta la profundidad, a la profundidad de 9487' aproximadamente

se espera encontrar una zona con presiones anormales en el miembro blanco de la formación ya que presenta arcillas poco consolidadas características de la formación presentando algunas arenas hacia la base. (posible zona Lutíticas), se espera encontrar zonas productoras de gran importancia en las arenas pertenecientes a esta formación aproximadamente a la profundidad de 12795’.

- En la formación Merecure no se tiene suficiente información de la presión de poros y gradientes de fractura, pero en esta zona se espera encontrar zonas productoras ya que siguen siendo objetivo principal de explotación.

4.2 Trayectoria del Pozo.

La localización de MAV-X1 se encuentra ubicada en la Subcuenca de Maturín, perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, donde se estima que el pozo a perforar debe atravesar las arenas correspondientes a las Formaciones Freites del Mioceno Superior y Medio, la Formación Oficina del Mioceno Medio e Inferior y la formación Merecure de edad Oligoceno, las cuales son productoras en los campos Norte de Monagas.

Cabe destacar que en el objetivo inicial se plantea la perforación de un pozo exploratorio, ya que en el campo Maulpa no se tiene información confiable, debido al gran tiempo que se tiene de haber abandonado los pozos del área, con la finalidad de verificar la información confiable para el desarrollo de la propuesta de perforación planteada, luego de plantear el pozo piloto se procede a diseñar la trayectoria del pozo de interés considerando que se trata de un pozo altamente inclinado se propone una perforación tipo “J”, la cual se iniciará una trayectoria verticalizada hasta 10.000 pies con una breve inclinación de 14° y una dirección inicial de 210° de azimut y final de 202° azimut, luego iniciar una desviación Kick of Point (KOP), con una inclinación de 25.49°, la cual aumentará con la profundidad, hasta alcanzar una inclinación final de 84° a la profundidad de

15.360 pies (MD) y 13.680 pies (TVD), con la finalidad de penetrar los objetivos primarios y secundarios.

Es recomendable un estricto seguimiento de la desviación de la trayectoria del pozo, ya que se estima atravesar una formación que esta compuesta casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, lo cual podría impedir el control direccional del pozo provocando derrumbes, a continuación se puede apreciar una vista tridimensional y sección vertical del diseño de la trayectoria del pozo planteada con el programa “COMPASS” en la **Figura 4.2**.

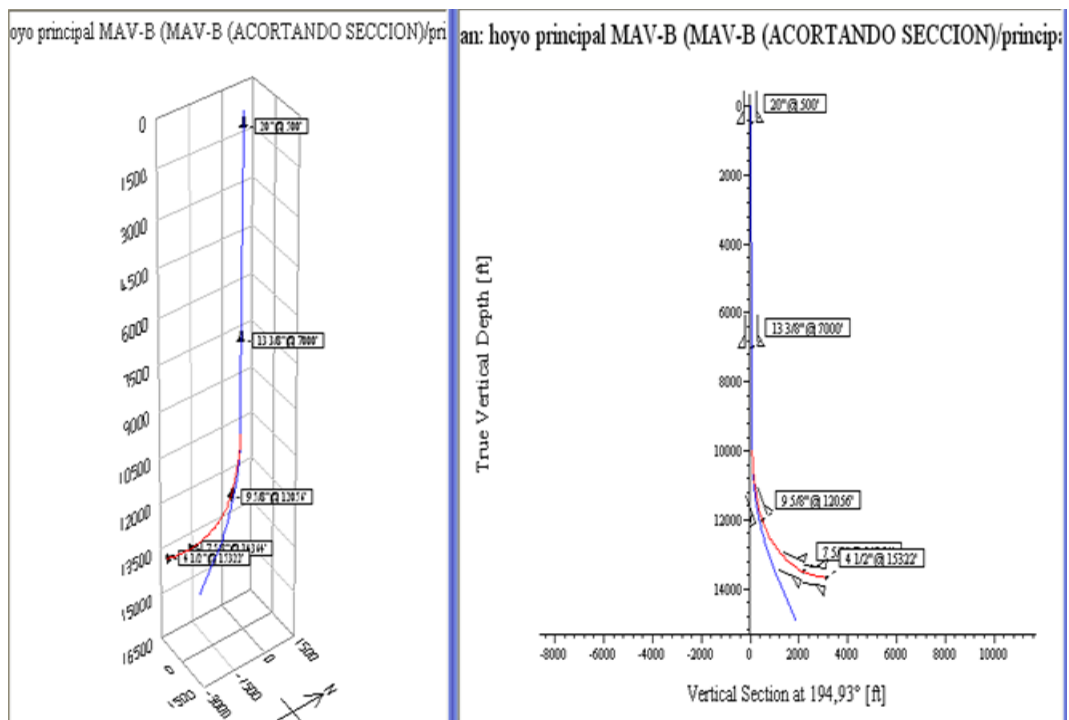


Figura 4.2 Vista tridimensional y sección vertical, pozo MAV-X1.

4.3 Punto de Asentamiento de Revestidores.

Luego de estimar las presiones de poro y gradiente de fractura a través de las velocidades interválicas se empleó el programa “CASINGSEAT”, para definir los puntos de asentamiento de los revestidores de acuerdo a los diferentes posibles escenarios, tomando en consideración que se trata de un pozo prácticamente

exploratorio por el tiempo que se tiene sin perforar y que además existe una gran incertidumbre con respecto a los valores estimados y los que se van a obtener durante la perforación, también se consideró el tope de las formaciones, las cuales se espera atravesar. Cabe destacar que este programa arroja una referencia de las posibles cantidades de revestidores y profundidades de asentamiento, la cual definiremos en el uso del programa *Stress Check*

Las premisas de diseño tomadas en consideración fueron:

- Margen de sobre-balance de 0,5 Lpg
- Margen por debajo de la fractura de 0.5 Lpg
- Límite de pega diferencial de 2.000 Lpc
- Tolerancia a arremetida 0,5 Lpg
- Volumen de arremetida 50 Bls.

Tomando en consideración las premisas de diseño se obtuvieron los siguientes resultados:

Al asentar el primer Revestidor a la profundidad de 700 pies, donde será bajado con una densidad de lodo de 10 lpg, el diferencial de presión será:

$$\Delta p = 0,052 * (10 - 7,56) * 700 = 88,816 Lpc \ll 2.000 Lpc$$

➡ No habrá problemas.

El siguiente revestidor asentado a 7.000 pies, será bajado con una densidad de lodo de 10 lpg, el diferencial de presión será:

$$\Delta p = 0,052 * (10 - 7,97) * 7.000 = 738,92 Lpc \ll 2.000 Lpc$$

➡ No habrá problemas.

El siguiente revestidor asentado a 10.200 pies, será bajado con una densidad de lodo de 10 lpg, el diferencial de presión será:

$$\Delta p = 0,052 * (10 - 7,87) * 10.200 = 1.129,75 Lpc \ll 2.000 Lpc$$

➡ No habrá problemas.

El siguiente revestidor asentado a 12.228 pies, será bajado con una densidad de lodo de 9 lpg, el diferencial de presión será:

$$\Delta p = 0,052 * (9 - 6,81) * 12.228 = 1.392,52 Lpc \ll 2.000 Lpc$$

➡ No habrá problemas.

El siguiente revestidor asentado a 15.360 pies, será bajado con una densidad de lodo de 8,6 lpg, el diferencial de presión será:

$$\Delta p = 0,052 * (8,6 - 6,62) * 15.360 = 1.581,46 Lpc \ll 2.000 Lpc$$

➡ No habrá problemas.

Considerando las premisas de diseño, se obtuvo que la posible arremetida que tendría que resistir el revestidor superficial (el que se asienta a 700 pies) podría originarse al perforar el siguiente hoyo hasta 7.000 pies, con el lodo de 10 Lpg. Sustituyendo estos valores en la ecuación 3.7, se tiene que:

$$EMW_{arremetida} = \left(\frac{7.000}{700} \right) * 0,5 + 10$$

$$EMW_{arremetida} = 15,0 \text{ Lpg}$$

$$EMW_{arremetida} = \left(\frac{7.000}{1.000} \right) * 0,5 + 10 = 13,5 Lpg$$

$$EMW_{arremetida} = \left(\frac{7.000}{1.300} \right) * 0,5 + 10 = 12,69 Lpg$$

$$EMW_{arremetida} = \left(\frac{7.000}{1.500} \right) * 0,5 + 10 = 12,33 Lpg$$

Estos valores se grafican en la Figura 3.13. Y se observa dónde se cruzan con la línea de gradiente de fractura. Tal como se puede ver, el cruce se produce alrededor de los 1.300 pies (si no se considera el margen de seguridad) ó 1.500 si se considera. Dado que el cálculo anterior ya considera su factor de seguridad (en el aumento incremental del lodo) se pudiera escoger 1.300 pies como profundidad de asentamiento (en vez de los 700' originales), pero a esta profundidad el revestidor no soportaría las premisas de diseño, debido a que el revestidor colapsaría por el peso a esa profundidad, por lo que es recomendable mediante experiencia en campo asentar el revestidor a la profundidad de 700'.

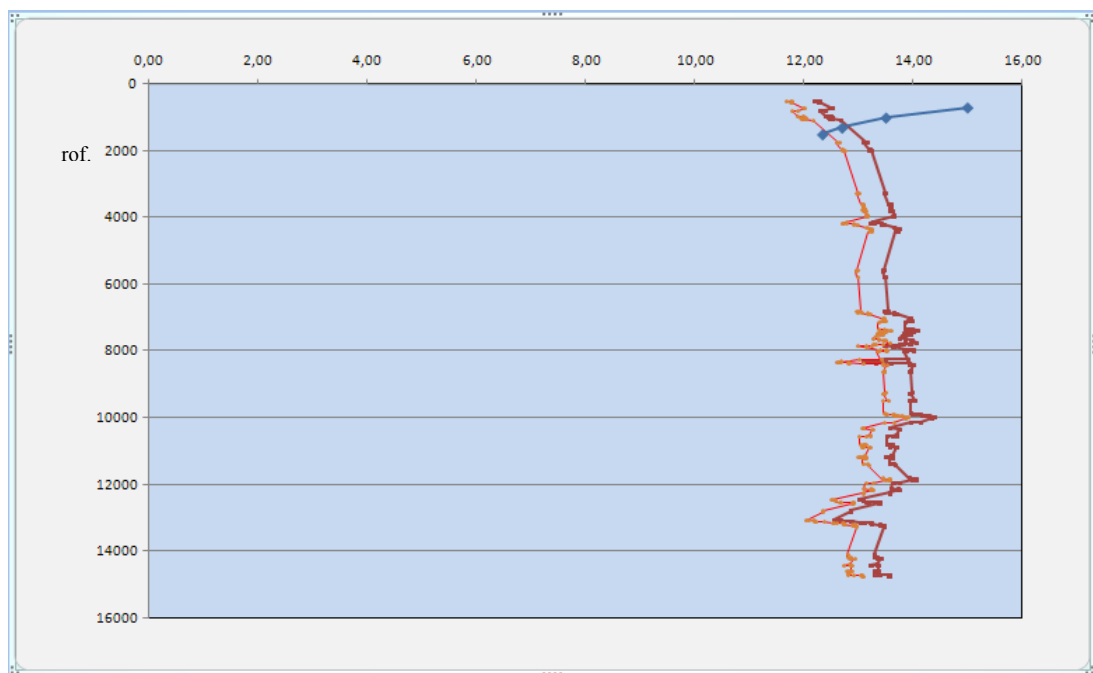


Figura 3.13 Selección de la profundidad de asentamiento del revestidor superficial tomando en cuenta consideraciones de arremetida al perforar secciones más profunda.

4.4 Diseños de Revestidores.

Es importante resaltar que el pozo localizado en el área de Maulpa tiene años de haber estado en producción, por ende solo posee información de sísmica

2D, de la cual se tomaron las velocidades interválicas y se utilizaron para la construcción de un registro sísmico sintético por medio del programa PREDICT, así como también se construyó el registro de densidad con el uso de la correlación de Gardner, todo esto efectuado con el fin de obtener los valores de presión de poros (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad) y gradiente de fractura (la presión que es capaz de romper la formación) utilizados en el método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.

La operación normal de perforación se desarrollará en el espacio entre ambos gradientes. Es decir se utilizará un fluido de perforación que cumpla con las siguientes condiciones:

1. Debe generar una presión hidrostática mayor que la presión de poros para poder controlar el pozo.
2. Al mismo tiempo debe generar una presión menor que la de fractura, para que no comience a invadir la formación.

Por lo tanto es recomendable por seguridad utilizar un margen de sobrebalance de 0,5 Lpg por encima a la presión de poros y a su vez un margen de arremetida, de 0,5 Lpg por debajo de la presión de fractura. Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor, es por ello que las profundidades de asentamiento de los revestidores están sujetas a los siguientes criterios:

- Revestidor Conductor: Asentado a la profundidad de 700 pies en la formación Freites para aislar los acuíferos superficiales presentes en el campo, además está motivado a que esta sección está constituida principalmente por Lutita con algunas intercalaciones de arenas poco consolidadas

- Revestidor de Superficie: Asentado a la profundidad de 7.000 pies en la formación Freites, para protegernos de zonas con presiones anormales, debido a que en la parte media de la formación presenta arenas pobremente compactadas y así disminuir considerablemente los problemas de inestabilidad.
- Revestidor Intermedio: Asentado a la profundidad de 10.200 en la formación Oficina, Con el propósito de aislar la sección lutítica presente en la interface Freites-Oficina, con ello se disminuirían considerablemente los problemas de inestabilidad para el resto del pozo. Oficina es un cuello lutítico donde han asentado, algunos pozos vecinos, además de garantizar la integridad necesaria para continuar perforando la zona de las Arenas Productoras de la formación Oficina.
- Primer Liner de Producción: Asentado a la profundidad de 12.228 en la formación Oficina con la finalidad de aislar la zona productora.
- Segundo Liner de Producción: Asentado a la profundidad de 15.360 en la formación Oficina, miembro colorado, para cubrir zona productora (objetivo principal).

4.5 Estimación de la Ventana Operacional del Lodo para la Trayectoria de Perforación.

El comportamiento que muestra la curva obtenida del pozo vecino ZG-504 se espera sea similar a la del nuevo pozo del campo (MAV-X1). Esta ventana operacional de lodo, como se les conoce a las curvas de presión de poros y gradiente de fractura, obtienen un gran valor agregado una vez que sea utilizada en la planificación del nuevo pozo a perforarse en el campo.

Todo lo anterior sugiere que la implementación y generación de volúmenes de presión de poros y gradiente de fractura (cubos de geopresiones), permite obtener estimaciones confiables de los parámetros anteriores en áreas que aún no

han sido perforadas y así establecer el posible peso de lodo a utilizarse en dicho pozo (**Figura 4.3**) manteniendo los márgenes de seguridad establecidos por PDVSA, evitando las pegas diferenciales en cada tramo de perforación y arremetida al inicio de la misma.

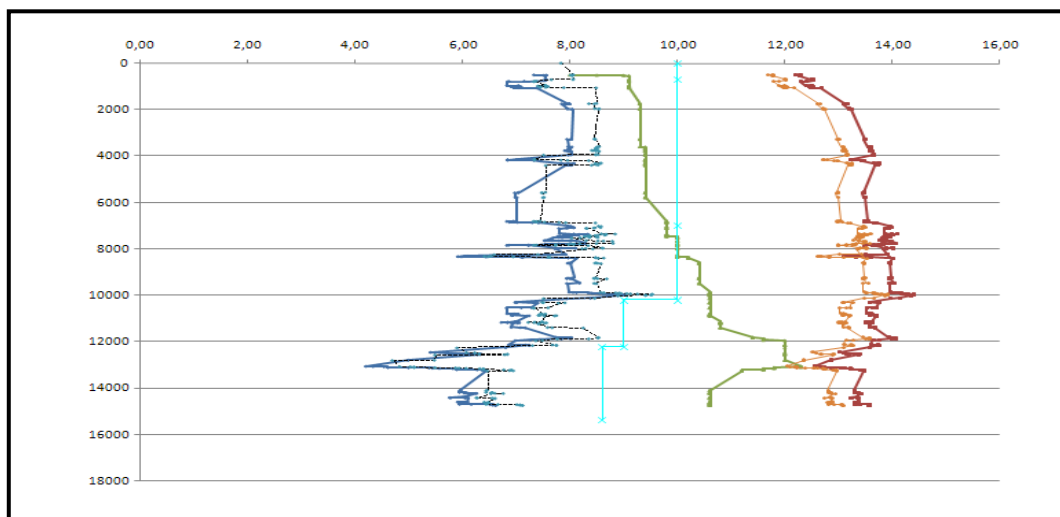


Figura 4.3 Comportamiento del Peso de lodo mediante la presión de poros y gradiente de fractura.

4.6 Análisis de Esfuerzos a los que serán Sometidos los Revestidores.

Una vez considerados los puntos de asentamiento de cada revestidor a través del programa *CasingSeat*, se procedió a utilizar el programa *Stress Check*, el cual es usado para diseñar revestidores y camisas a partir de un exhaustivo análisis tridimensional, en donde están involucradas todas las cargas que se generan cuando se está bajando un revestidor así como también aquellas cargas producidas durante la perforación.

20"	Conductor	Revestidor	26 "	0	700	30	10
13 3/8"	Superficie	Revestidor	17 1/2"	0	7.000	30	10
9 5/8"	Intermedio	Revestidor	12 1/4"	0	10.200	30	10
7 5/8"	Producción	Liner	8 1/2"	9.700	12.228	9.800	9
5 1/2"	Producción	Liner	6 1/2"	11.728	15.360	11.828	8,6

Para el diseño final se estableció los factores mínimos de seguridad establecidos por PDVSA, considerando los valores arrojados por la herramienta *Stress Check*, obteniendo los siguientes resultados como lo muestra la tabla 2, en donde se puede observar que los revestidores soportarán los esfuerzos a los cuales estarán sometidos, ya que los factores mínimos de seguridad arrojados por la herramienta están dentro de las premisas de diseño establecida por PDVSA, lo cual no tendrán ningún problema de estallido, colapso, tensiones axiales y Triaxiales

Tabla 4.2 Factores Mínimos de Seguridad obtenidos a través de Stress Check.

Tipo de Revestidor	DE (pulg)	Peso (Lbm/ft)	Grado	Factor Mínimo de Seguridad			
				Estallido	Colapso	Axial	Triaxial
Revestidor Conductor	20	94	J-55	1,28	2,84	3,61	1,44
Revestidor Intermedio	13 3/8	72	N-80	2,91	1,05	3,90	2,68
Revestidor de Producción	9 5/8	53,5	N-80	1,98	1,31	2,10	1,63
Liner de Producción	7 5/8	39	P-110	1,50	1,49	1,83	1,73
Liner de Producción	5 1/2	23	P-110	2,02	2,03	1,89	1,98

CONCLUSIONES

1. A través del programa “*PREDICT*”, se establecieron las curvas de presión de poros, gradiente de fractura y sobrecarga a partir de datos sísmicos obtenidos en el pozo vecino ZG-504.
2. Mediante el uso del programa “*COMPASS*”, Se diseñó la trayectoria del pozo tipo “J”, verificando que no existirá colisión con pozos vecinos.
3. A través del programa “*CASING SEAT*”, se establecieron los puntos de asentamiento de los distintos revestidores del pozo MAV-X1, además de establecer una referencia del posible peso del lodo.
4. Se establecieron los diámetros de cada uno de los revestidores a través de los rangos establecidos por PDVSA para el diseño de los mismos.
5. Mediante el uso del programa “*CASING SEAT*” y experiencias de campo se estableció la ventana operacional del fluido de perforación, manteniendo los factores mínimos de seguridad considerados para la perforación del pozo.
6. La sarta de revestidores soporta las diferentes cargas de estallido, colapso, compresión y tensión; garantizando de esta forma la seguridad del pozo.
7. Se estableció el posible diseño final del pozo MAV-X1, siguiendo todos los parámetros establecidos previamente para su buen desarrollo y así alcanzar el objetivo principal de producción en la formación oficina (miembro colorado) en el campo Maulpa.

RECOMENDACIONES

1. Realizar pruebas de integridad de presión (PIP) al pozo MAV-X1, para así poder calibrar mejor las curvas de presión de poros y gradiente de fractura.
2. Es necesario la toma de núcleo en el miembro colorado para poder tener información exacta de las propiedades tanto de la roca como de los fluidos contenidos en el yacimiento para la optimización de la perforación y así minimizar el riesgo de exploraciones en futuras perforaciones del campo Maulpa.
3. Mantener el peso del lodo controlado para evitar ocasionar un fracturamiento en el pozo, lo que originaría una pérdida de circulación.
4. Correr registros sínicos, como el DT (tiempo de transito sínico), que abarquen la formación Merecure, para su evaluación como posible objetivo de producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Ramos, H.** Curso de Capacitación y Desarrollo de Habilidades en Actividades de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Pemex, México (2000).
2. **Bejarano, G.** “Optimización de la Perforación y Completación de un Pozo Exploratorio Localizado en el Flanco Sur Occidental de la Serranía del Interior”. Tesis de grado, Departamento de Petróleo, U.D.O., Anzoátegui, (2004).
3. **Kokkinos, S.** “Estimación y Modelaje 3D de Presión de Poros y Gradiente de Fractura para el Campo San Joaquín”. Tesis de grado, Departamento de Petróleo, U.D.O., Anzoátegui, (2005).
4. **Core Services**, “MUD Logging Basico”, Venezuela (2000)
5. **PDVSA.** “Curso Mechas de Perforación”. Puerto la Cruz, Edo. Anzoátegui. Primera Edición, (2002).
6. **PDVSA CIED**, “Manual Fluidos de Perforación”. Primera versión, agosto 2002.
7. **PDVSA.** “Curso Fluidos de Perforación”. Puerto la Cruz, Edo. Anzoátegui, (2002).
8. **PDVSA.** “Curso Tubería de Revestimiento”. Puerto la Cruz, Edo. Anzoátegui. Primera Edición, (2002).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	DISEÑO DE UNA PROPUESTA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO EN LA LOCALIZACIÓN MAV-X1, UBICADO EN EL MUNICIPIO PEDRO MARÍA FREITES DEL ESTADO ANZOÁTEGUI
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Bejarano G, Danny F.	CVLAC: 15.423.150 E MAIL: danny_fbg@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Construcción de Pozos _____

Perforación y Completación _____

Hidrocarburos _____

Reservas Probadas _____

Gas Original en Sitio _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Se requiere actualizar el potencial del Campo, incrementar los aportes del Distrito Gas Anaco en materia de Hidrocarburos, debido a que el campo Maulpa cuenta con estudios realizados a 12 Pozos, los cuales arrojan unas Reservas Probadas importantes con una cantidad de Gas Original en Sitio (GOES) de 556 MMMPCN con unas Reservas Remanentes de 385 MMMPCN y Petróleo Original en Sitio (POES) de 148 MMBN con unas Reservas Remanentes de 26 MMBN. Se propone la perforación de un pozo, altamente inclinado, con un ángulo tentativo de 84°, en la arena M3U MAV-X1 y en el prospecto L3L MAV-X1. Con esta perforación, se estima generar una volumetría de 1.348 BN/D de crudo de 39 °API y 6 MMPCN/D de gas. En el presente proyecto mediante la información obtenida en el comportamiento de pozos en el área, perfiles sísmicos, se realizará un diseño para la construcción de un pozo en la localización MAV-X1, con la finalidad de indicar los detalles, complejidad y riesgos asociados a la construcción de dicho pozo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Acosta, Félix	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	9.272.777			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Carrera, Francisco	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	11.440.939			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Galindo, María	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	15.514.751			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Morales, Jhonles	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.726.435			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2012 AÑO	01 MES	DÍA
---------------------------	-------------------------	------------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Danny Bejarano Tesis .doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M
 N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
 z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

Danny Bejarano

Autor

Félix Acosta

Asesor

Francisco Carrera

Tutor

María Galindo

Jurado

Jhonles Morales

Jurado

Rayda Patiño

Por la subcomisión de tesis