

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



**“Mejoramiento de la Hidráulica de Pozos Verticales y Direccionales
Durante su Construcción”**

**Caso: Pozos Ubicados en los Campos Zapatos y Mata R del Área
Mayor de Oficina (AMO) Perteneciente al Distrito Social Anaco**

REALIZADO POR:

**Jiménez Pernía, Johancy Angélica
Rivera García, Carlos Eduardo**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD
DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO
DE: INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Junio de 2009

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



**“Mejoramiento de la Hidráulica de Pozos Verticales y Direccionales
Durante su Construcción”**

**Caso: Pozos Ubicados en los Campos Zapatos y Mata R del Área
Mayor de Oficina (AMO) Perteneciente al Distrito Social Anaco**

Realizado por:

Johancy Angélica Jiménez Pernía

Carlos Eduardo Rivera García

PROF. ROBERTO SALAS
Asesor Académico

Barcelona, Junio de 2009

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



**“Mejoramiento de la Hidráulica de Pozos Verticales y Direccionales
Durante su Construcción”**

**Caso: Pozos Ubicados en los Campos Zapatos y Mata R del Área
Mayor de Oficina (AMO) Perteneciente al Distrito Social Anaco**

PROF. ROBERTO SALAS
Asesor Académico

PROF. AURA VILELA
Jurado Principal

PROF. FÉLIX ACOSTA
Jurado Principal

Barcelona, Junio de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, EL CUAL LO NOTIFICARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

*A mi Padre Celestial, **Dios todo poderoso**, pues eres tú mi fuente de sabiduría y de amor, eres tú el creador de todo lo que soy y el dueño de todo lo que tengo, incluyendo este título universitario que sin ti no habría podido obtener.*

A mi hermosa madre, esa mujer fuerte, luchadora y valiente que me dio la vida. Madre: te lo dedico a ti porque eres tú mi principal fuente de inspiración; eres tú uno de mis principales motivos para luchar y porque eres tú quien más se lo merece.

*A mis hermanos **Jhonangel, Miguel** y **Jesús Evelio**; hermanitos, este logro también es de ustedes y para ustedes, pues el tenerlos me dio fuerzas para seguir en momentos difíciles.*

¡Familia Dios me los bendiga!

Johancy Angélica Jiménez Pernía

AGRADECIMIENTOS

*Primeramente a **Dios** por la oportunidad de vivir; porque sin Él hubiese sido imposible alcanzar esta meta. Padre, contar contigo es lo mejor que me ha pasado, pues me diste fuerzas cuando las mías se terminaban, amor cuando más lo necesité, compañía cuando me sentí sola; en fin, me diste todo lo necesario para vivir, pues hasta el aire que respiro lo tengo por tu gracia y por tu gran amor. Has guiado mi camino y guardado mis pasos; me diste tu luz cuando me asechó la oscuridad; eres mi maestro, mi sustento y mi gran amor y la última palabra la tienes tú.*

¡Gracias papito por ser mi amigo fiel!

*A mis padres por traerme al mundo; especialmente a mi madre **María Angélica**; mamita, también doy gracias a Dios por haber escogido tu vientre para formarme, pues es una bendición contar contigo. Eres mi puerto seguro y mi más grande motivo de inspiración. No tengo palabras para agradecerte todo lo que has hecho por mí, pues aunque fui yo la que estudió para los exámenes, eso no se compara con todo lo que tuviste que hacer tú para que yo tuviera la oportunidad de presentarlos; por eso y por infinitas razones más yo considero que este logro es más tuyo que mío.*

Más que mi madre, eres mi gran amiga. ¡Te amo!

*A mis abuelas **Josefina** y **Nelly**. Gracias mamá Josefina por tanto sacrificio consentimiento y amor; estuviste conmigo cuando más te necesité y sé que desde el cielo estás tan feliz como yo por todo esto. Abuela Nelly: gracias por todo el apoyo brindado y por los consejos dados; tú has sido pieza clave en esta meta alcanzada; por eso también te pertenece. Abuelas, ustedes al igual que mi madre son ejemplo de lucha y de valor, por eso y por mucho más ustedes tres son...*

¡Las mujeres de mi vida! Las quiero mucho.

*A mis abuelos **Evelio** y **Josué** por el apoyo brindado; ustedes son ejemplo de superación y de que con mucho empeño se logra alcanzar todo lo propuesto.*

*A mis hermanos **Jhonangel, Miguelito** y **Jesús Evelio** porque sin darse cuenta han sido motivo fundamental de superación y perseverancia, gracias broxsss!!!*

*A mis tías bellas **Ofelia, Yamelly, Yérica, Imelda** y **Edita** por todo el apoyo, la paciencia, los consejos y la atención prestada a mis necesidades. Son una luz que Dios ha puesto en mi camino.*

*A mi súper tío **Domingo Eduardo** por toda tu dedicación durante este tramo de mi vida; gracias por estar cuando más te he necesitado y por el sentido del humor aún en momentos de crisis. Tío **Adaulfo** muchas gracias a ti también. ¡Dios los bendiga!*

*A mi papá **Arquímedes**, ese hombre que sin tener una sola gota de sangre en común conmigo siempre me ha tratado como su hija, supliendo mis necesidades, algunos caprichos y apoyándome en todo lo que sus manos le han permitido.*

*Al tío político el Sr. **Luis Bellorín** porque durante todo el tiempo de esta carrera estuvo dispuesto a colaborar y a prestar apoyo para la culminación de la misma.*

*A mis primos **Orlando** y **Domingo Argenis** por formar parte de mi vida.*

*A mi compañero de tesis **Carlos Rivera**, por ser forjador de mi paciencia durante esta etapa tan importante.*

*A mi asesor académico el Ing. **Roberto Salas** por su apoyo, colaboración y disposición a enseñar. ¡Gracias profe!*

*A mi asesor industrial el Ing. **José Octavio Rojas** por todo su apoyo, dedicación y generosidad al decidir sacrificar parte de su poco tiempo libre para dedicarlo a nuestro trabajo; gracias por su paciencia, que Dios lo bendiga.*

*A los ingenieros de la Gerencia de Perforación del Distrito Gas Anaco: **Edmundo, Jorge, Maibi, Nerwin, Jhonles**, y muy especialmente a los Ing. **Sotty Kokkinos, Ángel López** y **Luis Rodríguez**, por su apoyo desinteresado al pacientemente sentarse a trabajar con nosotros y compartir sus conocimientos, por estar siempre dispuestos a*

*resolver cualquier inquietud, y por tratarme y hacerme sentir como una más de ustedes.
¡Gracias colegas!*

A mi Universidad de Oriente por abrirme sus puertas llenas de conocimiento, experiencia, esfuerzo, valor y supervivencia. Gracias le doy por ser mi segunda casa y permitirme crecer en ella, como profesional y como persona; gracias a eso me considero 100% udista, ya que tuve el privilegio y la dicha de estudiar en “La casa más alta”.

*A mis amigas y hermanas **Daniela** y **Romelia**. Chicas, gracias por su amistad, sus consejos, su paciencia y su disposición a escuchar en todo momento. Dani, eres realmente especial y doy gracias a Dios por haberte puesto en mi camino, pues a tu corta edad eres una cajita de sabiduría y de palabras de aliento, que son las mejores porque sé que vienen de lo alto; nunca olvidaré los días que estudiábamos con una velita y las tantas anécdotas compartidas.*

¡Las quiero mucho amigas!

*A mis amigos de la universidad con los cuales compartí tantos momentos buenos y malos; pieza clave para formar la mujer que hoy soy; tantas lágrimas derramadas y tantas carcajadas de alegría son recuerdos que guardo en mi corazón y pido a Dios nunca olvidar porque hoy por hoy son realmente satisfactorios: **Caro, Lig, karinilla, José L., José A., Ramón, Inne: (nunca olvidaré a la superfamilia chic), Zapa, Madglo, Kate, Sigi, Cheist, Jarve, Chicho, Émerson, Gaby, Nelka, Yuly..***

¡Gracias a todos por formar parte de mi vida!

*A mis amigos de la iglesia especialmente a **René Rondón**. René, gracias por tus consejos llenos de sabiduría y por portarte como un padre para nosotros.*

A todos los que creyeron en mi... muchas gracias... que Dios les bendiga!!!

Johancy Angélica Jiménez Pernía

DEDICATORIA

A mis Padres Laurean y Nelly por apoyarme en todo momento a pesar de las dificultades que se nos presentan en el día a día.

A Erika por ser mi compañera y darme fuerzas para seguir adelante a pesar de los tropiezos que se me presentaron en la vida cotidiana a lo largo de toda la carrera.

A Valeria mi bebe linda por ser la razón de mi lucha cada día para poder darle un futuro mejor.

A mis hermanos Alirio, Laura y Mina por darme el ejemplo para ser un profesional y por las colaboraciones recibida todos estos años.

A mis Sobrinos Rubén, Bethsabe, Leonardo, Andrés, Sabrina, Aliriannys y Jesús para que sigan el ejemplo de sus padres y tíos para que mañana lleguen a ser unos profesionales en la carrera que decidan estudiar. Dios los bendiga.

Carlos Eduardo Rivera García.

AGRADECIMIENTOS

*A **Dios** por guiarme y por llenarme de sabiduría para tomar las decisiones en mi vida y poner en mi camino a personas que creyeron en mí y me brindaron su apoyo incondicional.*

*A mis padres **Laurean Rivera y Nelly de Rivera** por las enseñanzas aprendidas a lo largo de mi vida, por contar con su apoyo incondicional durante mi carrera, por el cariño y el amor que me han dado. Mis triunfos son los frutos que ustedes están cosechando por darme una buena educación y ejemplos de respeto y honestidad... los quiero mucho.*

*A **Erika** por todos los traspasos que me acompañó mientras estudiaba, por todos los sacrificios que hiciste en tus estudios.... Te quiero mucho!!!*

*A **Valeria** quien me ayudó a elaborar los “Capítulos” y quería ir conmigo para “Anato”. Bebé eres lo mejor que me ha pasado y cada día voy a ser mejor para que estés orgullosa de mí Te amo Mucho!!!*

*A mis padres adoptivos **Nena y Adrián** quienes me abrieron las puertas de su casa y de su corazón y me hicieron sentir como uno más de la familia.*

*A **Lucy** por creer en mí y brindarme su cariño y confianza hasta el punto de quererme como uno más de sus hijos, por pasar en vela cada vez que viajábamos... Gracias viejita!!!*

*A mi Compañera de tesis **Johancy** por ayudarme y brindarme su apoyo para culminar esta etapa en mi vida.*

*Al **Profesor Roberto Salas (Asesor)** por su apoyo colaboración y comprensión todos estos semestres de trabajo en la realización del proyecto.*

*A mi Asesor industrial **José Octavio Rojas** por compartir sus conocimientos y apoyarnos en los momentos más difíciles en la realización del proyecto, por tener paciencia y sacar tiempo del cual no disponía*

*A la **Gerencia de Perforación de PDVSA Gas Anaco** por prestarme sus instalaciones durante este periodo de enseñanza.*

*A mis Amigos de la Uni.. **Adrián, Leonardo, Jesús, Jymmy, Virginia** por sus aportes para lograr una meta mas en mi vida. Gracias mis panas!!!*

Carlos Eduardo Rivera García

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	XII
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABLAS	XXI
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 PDVSA GAS ANACO	2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	4
1.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	4
1.2.1.1 Sub-Cuenca de Guárico	5
1.2.1.2 Sub-Cuenca De Maturín	6
1.3 ÁREA MAYOR DE OFICINA	6
1.3.1 Ubicación Del Área	6
1.3.2 Estructura Regional	7
1.3.3 Estructura Local	8
1.3.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina	9
1.4 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA ..	10
1.4.1 Formación Mesa	10
1.4.2 Formación Las Piedras	10
1.4.3 Formación Freites	10
1.4.4 Formación Oficina	11
1.4.5 Formación Merecure	11
1.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES	12
1.6 CAMPOS ZAPATOS-MATA R	13

1.6.1	<i>Ubicación del Área de Estudio</i>	13
1.6.2	<i>Estratigrafía Local</i>	13
1.6.3	<i>Estructura Local</i>	14
1.6.4	<i>Sedimentología Local</i>	14
1.7	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.8	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	17
1.8.1	<i>Objetivo General</i>	17
1.8.2	<i>Objetivos Específicos</i>	17
	CAPÍTULO II	18
	MARCO TEÓRICO	18
2.1	ANTECEDENTES	18
2.2	PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS	19
2.2.1	<i>Perforación por Percusión</i>	19
2.2.2	<i>Perforación Rotatoria</i>	19
2.3	SISTEMA DE CIRCULACIÓN DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN ROTATORIA	20
2.4	BOMBAS DE LODO	21
2.4.1	<i>Caudal de la bomba por embolada</i>	22
2.4.1.1	<i>Bomba Dúplex (bbl/carrera):</i>	23
2.4.1.2	<i>Bomba Triplex (bbl/carrera):</i>	23
2.5	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	23
2.5.1	<i>Funciones de los Fluidos de Perforación</i>	24
2.5.2	<i>Propiedades de los fluidos de perforación</i>	26
2.5.3	<i>Propiedades Vs Funciones del fluido de perforación</i>	28
2.6	REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	29
2.6.1	<i>Esfuerzo de Corte</i>	30
2.6.2	<i>Velocidad de Corte</i>	30
2.7	FLUIDOS	31
2.7.1	<i>Fluidos Newtonianos</i>	32
2.7.2	<i>Fluidos no Newtonianos</i>	32
2.7.3	<i>Clasificación de los fluidos en función de su comportamiento con el tiempo:</i>	33
2.7.3.1	<i>Independientes del tiempo</i>	33
2.7.3.2	<i>Dependientes del tiempo</i>	34

2.8 MODELOS REOLÓGICOS	35
2.8.1 Modelo Plástico de Bingham.....	36
2.8.2 Modelo de la Ley Exponencial (POWER LAW).....	37
2.8.3 Modelo de la Ley exponencial Modificada.	39
2.9 ETAPAS DE FLUJO	39
2.10 FASES DE PERFORACIÓN DE UN POZO	41
2.11 HIDRÁULICA.....	45
2.11.1 Factores que afectan la velocidad de perforación:.....	46
2.11.2 Factores a Considerar en la Hidráulica	46
2.12 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	47
2.13 CRITERIOS DE DISEÑO HIDRÁULICO	49
2.13.1 Máxima Potencia Hidráulica	49
2.13.2 Máxima Fuerza de Impacto	50
2.14 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA	51
2.14.1 Lineamientos para el análisis hidráulico.....	52
2.15 CÁLCULOS DE HIDRÁULICA EN LA MECHA.....	57
2.16 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA EN LA MECHA	57
2.17 ACARREO DE RIPIOS.....	58
CAPÍTULO III.....	60
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	60
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	61
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA LITOLOGÍA	61
3.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	63
3.3.1 Población.....	63
3.3.2 Muestra.....	64
3.4 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	66
3.4.1 Drilling Information Management System (DIMS).....	67
3.4.2 Carpetas de pozos.....	67
3.4.3 Reportes finales.....	67
3.4.4 Fichas técnicas.....	68
3.4.5 Gerencias del Distrito Social Anaco	68

3.5 ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DE LA HIDRÁULICA	68
3.5.1 Pasos para el mejoramiento de la hidráulica:	69
3.6 CREACIÓN DE UNA BASE DE DATOS CON PARÁMETROS OPERACIONALES ÓPTIMOS, RECOMENDADOS PARA LAS PERFORACIONES FUTURAS EN LOS CAMPOS ZAPATOS-MATA R	71
CAPÍTULO IV	72
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	72
4.1 CAMPO MATA R	73
4.1.1 Pozo Inclinado: MVR 106	73
4.1.2 Pozos Horizontales: MVR 107 y MVR 137	81
4.1.2.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12,25")	81
4.1.2.2 Hoyo Piloto (Sección de 8 ½")	82
4.1.2.3 Side Track (Sección de 8 ½")	84
4.1.2.4 Hoyo de producción (Sección de 5 7/8")	85
4.1.3 Pozos Tipo S: MVR 136 y MVR 140	86
4.1.3.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12,25")	86
4.1.3.2 Hoyo de Producción (Sección de 8,5")	87
4.1.4 Pozos Verticales: MVR 108 y MVR 109	89
4.1.4.1 Hoyo intermedio (Sección de 12 ¼")	89
4.1.4.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 3/8")	90
4.2 CAMPO ZAPATOS	¡Error! Marcador no definido.
4.2.1 Pozos Verticales ZG-345 y ZM-346	92
4.2.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12,25")	92
4.2.1.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")	93
4.2.2 Pozo Tipo "S" ZG-347 y Pozo Horizontal ZG-348	97
4.2.2.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12,¼")	97
4.2.2.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")	98
4.2.2.3 Hoyo de producción pozo ZG-348 (Sección de 8 7/8")	99
4.2.3 Pozos Verticales ZG-349 y ZM-350	100
4.2.3.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼")	100
4.2.3.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")	101
4.3 TABLAS DE RESULTADOS DEL CAMPO MATA R	102
4.3.1 Hoyo Intermedio (Sección 12,25")	102
4.3.2 Hoyo Piloto y Side Track (Sección de 8 ½")	102
4.3.3 Hoyo de Producción (Pozos Horizontales Sección de 5 7/8")	102
4.4 TABLAS DE RESULTADOS DEL CAMPO ZAPATOS	103

4.4.1 Hoyo Intermedio (Sección 12 ½").....	103
4.4.2 Hoyo de Producción (Sección 8 ½").....	103
4.4.3 Hoyo de Producción (Sección 5 7/8").....	103
4.5 CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS	104
4.5.1 Campo Mata R.....	104
4.5.1.1 Tasa de bombeo (Galones por minutos).....	104
4.5.1.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼").....	104
4.5.1.1.2 Hoyo de producción (Sección de 8 ½" y 5 7/8")	104
4.5.1.2 Área total de flujo (Pulgadas cuadradas)	106
4.5.1.3 Tasa de penetración (Pies por hora)	107
4.5.2 Campo Zapatos.....	108
4.5.2.1 Tasa de bombeo (Galones por minutos).....	108
4.5.2.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼").....	108
4.5.2.1.2 Hoyo de producción (Sección de 8 ½" y 5 7/8")	108
4.5.2.2 Área total de flujo (Pulgadas cuadradas)	109
4.5.2.3 Tasa de penetración (Pies por hora)	110
4.6 BASE DE DATOS.....	111
4.7 TIEMPOS DE PERFORACIÓN.....	112
CAPÍTULO V.....	113
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
5.1 CONCLUSIONES.....	113
5.2 RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA.....	116

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura N° 1.1 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.</i>	3
<i>Figura N° 1.2 Entrada de PDVSA Gas del Distrito Anaco.</i>	3
<i>Figura N° 1.3 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental.</i>	4
<i>Figura N° 1.4 Localización del Área Mayor de Oficina (AMO).</i>	7
<i>Figura N° 1.5 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (AMO).</i>	9
<i>Figura N° 1.6 Localización de los Campos Zapatos-Mata R.</i>	13
<i>Figura N° 2.1 Sistema de circulación del fluido de perforación</i>	21
<i>Figura N° 2.2 Curva de consistencia correspondiente a un fluido newtoniano..</i>	32
<i>Figura N° 2.3 Curva de consistencia de un fluido plástico</i>	33
<i>Figura N° 2.4 Curva de consistencia de un fluido pseudoplástico.</i>	34
<i>Figura N° 2.5 Curva de consistencia de un fluido dilatante.</i>	34
<i>Figura N° 2.6 Curva de consistencia de un fluido tixotrópico</i>	35
<i>Figura N° 2.7 Curva de consistencia de un fluido reopéctico.</i>	35
<i>Figura N° 2.8 Reograma del Modelo Plástico de Bingham.</i>	37
<i>Figura N° 2.9 Reograma del Modelo de la Ley Exponencial.</i>	38
<i>Figura N° 2.10 Tipos de revestidores de acuerdo a las fases de perforación.</i>	45
<i>Figura N° 2.11 Condiciones para seleccionar el modelo hidráulico.</i>	56
<i>Figura N° 3.1 Metodología de la Investigación</i>	60
<i>Figura N° 3.2. Estratigrafía de los Campos Zapatos-Mata R</i>	62
<i>Figura N° 3.3 Sistema de Manejo de Información de Perforación (DIMS).</i>	67
<i>Figura N° 3.4 Diagrama de Ahorro.</i>	70
<i>Figura N° 4.1 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°)...</i>	74
<i>Figura N° 4.2 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°).</i>	75
<i>Figura N° 4.3 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°) (Caso base)</i>	75
<i>Figura N° 4.4 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°) (Caso Mejorado)</i>	75

Figura N° 4.5 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°) (Caso base)	76
Figura N° 4.6 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5) (Caso Mejorado)	76
Figura N° 4.7 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 12 ¼” (34°)...	76
Figura N° 4.8 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 12 ¼” (34°).....	77
Figura N° 4.9 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso base)	77
Figura N° 4.10 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso Mejorado)	77
Figura N° 4.11 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso base)	78
Figura N° 4.12 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso Mejorado)	78
Figura N° 4.13 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 8 ½” (44°).....	78
Figura N° 4.14 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 8 ½” (44°).....	79
Figura N° 4.15 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 8 ½” (44°) (Caso base)	79
Figura N°4.16 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 8 ½” (44°) (Caso Mejorado)	79
Figura N° 4.17 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 8 ½” (44°) (Caso base)	80
Figura N° 4.18 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106 Sección 8 ½” (44°) (Caso Mejorado)	80
Figura N° 4.19 Caída de Presión vs Caudal ZG-345: Sección 12 ¼” (3,2°).....	94
Figura N° 4.20 Profundidad vs Presión ZG-345: Sección 12 ¼” (3,2°).....	94
Figura N° 4.21 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 12 ¼” (3.2°) (Caso base)	94
Figura N° 4.22 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 12 ¼” (3.2°) (Caso Mejorado)	95

Figura N° 4.23 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 12 ¼” (3.2°) (Caso base)	95
Figura N° 4.24 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 12 ¼” (3.2°) (Caso Mejorado)	95
Figura N° 4.25 Caída de Presión vs Caudal ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°).....	96
Figura N° 4.26 Profundidad vs Presión ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°).....	96
Figura N° 4.27 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°) (Caso base)	96
Figura N° 4.28 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°) (Caso Mejorado)	97
Figura N° 4.29 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345 Sección 8 ½” (4.25°) (Caso mejorado)	97
Figura N° 2.30 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345 Sección 8 ½” (4.25°) (Caso mejorado)	97
Figura N° 4.31 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 ¼”).....	105
Figura N° 4.32 ° Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 8 ½”).....	106
Figura N° 4.33 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 5 7/8”)	106
Figura N° 4.34 Área Total de Flujo vs Ángulo de Inclinación.....	107
Figura N° 4.35 Tasa de Penetración vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 ¼”).....	108
Figura N° 4.36 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 8 ½” y 5 7/8”)	108
Figura N° 4.37 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 ¼”).....	109
Figura N° 4.38 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 8½”).....	110

<i>Figura N° 4.39 TFA vs Ángulo de Inclinación.</i>	<i>111</i>
<i>Figura N° 4.40 ROP vs Ángulo de Inclinación.</i>	<i>111</i>
<i>Figura N° 4.41 Tiempos de perforación del Campo Mata R.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura N° 4.42 Tiempos de perforación del Campo Zapatos.....</i>	<i>113</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla N° 2.1 Pérdida de presión en el anular.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla N° 2.2 Rango de HSI de acuerdo al diámetro de la mecha.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla N° 2.3 Rango de HSI de acuerdo a la tasa de penetración.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla N° 3.1 Población de la investigación.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla N° 3.2 Selección de la muestra del Campo Mata R.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla N° 3.3 Muestra de la investigación Campo Mata R.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla N° 3.4 Selección de la muestra del Campo Zapatos.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla N° 3.5 Muestra de la investigación del Campo Zapatos.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla N° 4.1 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 106.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla N° 4.2 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137, Sec. 12 ¼.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla N° 4.3 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137Hoyo Piloto Sec. 8 ½”.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla N° 4.4 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137 Side Track Sec. 8 ½”.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla N° 4.5 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137 Sec. 5 7/8”.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla N° 4.6 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: MVR 136 y MVR 140 Sec. 12 ¼”.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla N° 4.7 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: Hoyo de Producción MVR 136 y MVR 140.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla N° 4.8 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: Hoyo de Producción MVR 108 y MVR 109.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla N° 4.9 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada Hoyo de Producción: MVR 108 y MVR 109.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla N° 4.10 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG -345 Y</i>	<i>92</i>

ZG-346 Sec. 12 ¼”	
<i>Tabla N° 4.11 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG -345 Y</i>	
ZG-346 hoyo de producción.....	93
<i>Tabla N° 4.12 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG-347 y</i>	
ZG-348 Sec. 12 ¼”	98
<i>Tabla N° 4.13 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG-347 y</i>	
ZG-348 Sec 8.5”	99
<i>Tabla N° 4.14 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG-348 hoyo</i>	
<i>de producción.....</i>	100
<i>Tabla N° 4.15 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG-349 y</i>	
ZG-350 Sec. 12 ¼”	101
<i>Tabla N° 4.16 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG-348 y</i>	
ZG-350 hoyo de producción”	102
<i>Tabla N° 4.17 Resultados del Campo Mata R (Sección 12 ¼”)......</i>	103
<i>Tabla N° 4.18 Resultados del Campo Mata R (Sección 8 ½”)......</i>	103
<i>Tabla N° 4.19 Resultados del Campo Mata R (Sección 5 7/8”).</i>	103
<i>Tabla N° 4.20 Resultados del Campo Zapatos (Sección 12¼”)......</i>	104
<i>Tabla N° 4.21 Resultados del Campo Zapatos (Sección 12¼”)......</i>	104
<i>Tabla N° 4.22 Resultados del Campo Zapatos (Sección 5 7/8”).</i>	104
<i>Tabla N° 4.23 Base de datos para el Campo Mata R.....</i>	112
<i>Tabla N° 4 .24 Base de datos para el Campo Zapatos.....</i>	112

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros tiene como finalidad comunicar la superficie con el yacimiento, el cual contiene los fluidos de interés; ya sea para extraer dichos fluidos o para inyectar otros que contribuyan de una u otra forma con la explotación de los mismos. Al principio, se utilizaba la perforación a percusión, pero ésta a causa de sus limitaciones ha dado paso a la perforación rotatoria, la cual requiere de la utilización de un fluido de perforación; el cual posee entre sus principales funciones la limpieza del hoyo.

Una buena limpieza es una de las principales características que un proyecto de perforación debe tener, para evitar camas de ripios y problemas operacionales como: empaquetamiento del hoyo y pega de tubería, lo que genera gastos adicionales debido a pérdidas de tiempo y aplicación de prácticas operacionales empleadas en la solución de dichos inconvenientes. Ésta característica está directamente influenciada por parámetros ligados al lodo, como lo son densidad y reología; así como también depende de la hidráulica generada durante el proceso. Un adecuado control de la hidráulica implica el aprovechamiento de la presión generada por las bombas de lodo para usarse como complemento de mantenimiento de limpieza y estabilidad del hoyo.

Este estudio se basó en la sensibilización de parámetros operacionales (caudal y área total de flujo) con el fin de mejorar la hidráulica generada, como opción para aumentar tasas de penetración y disminuir costos, sin poner en riesgo la perforación de pozos en los Campos Zapatos-Mata R del Área Mayor de Oficina Perteneciente al Distrito Anaco.

1.1 PDVSA Gas Anaco

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos. PDVSA posee dentro de su organización una parte encargada del manejo del gas producido en el país, denominada PDVSA gas; la cual para ejecutar sus operaciones cuenta con varias sedes o a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Gas Anaco; ubicado geográficamente en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Monagas y Guárico con un área aproximada de 13.400 km² (Figura 1.1). Actualmente el Distrito Gas Anaco está conformado por dos áreas de explotación, que son: Área Mayor de Anaco (AMA) y Área Mayor de Oficina (AMO).

El Área Mayor Anaco (AMA), está localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín, ubicada en el área geográfica de los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y a 50 km de la ciudad de Cantaura, en dirección Sur-Este, con una extensión superficial de aproximadamente 3.160 km². Está situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N50°E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y está conformada por los Campos Santa Ana, San Joaquín, El Toco, Guarío, El Roble y Santa Rosa.

El Área Mayor Oficina (AMO), está ubicada al sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km² y está conformada por los Campos Aguasay, Soto, Mapiro, Zapatos, La Ceibita y Mata-R.

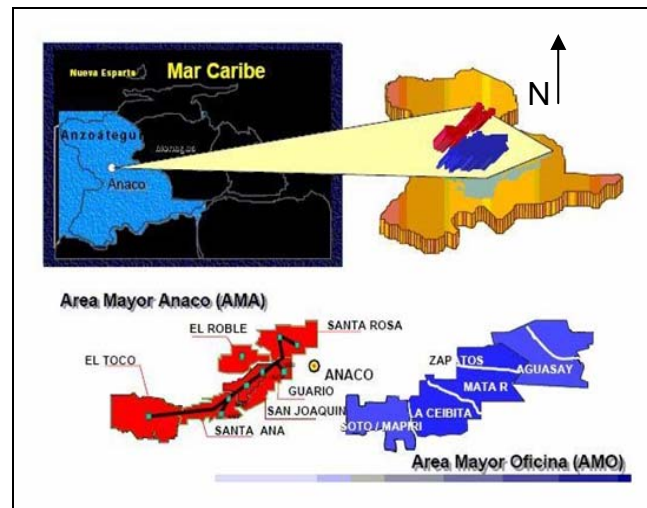


Fig. N° 1.1 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco [1]

El presente estudio fue desarrollado para la Gerencia de Perforación de PDVSA Distrito Gas Anaco, específicamente para el área de VCD (Visualización, Conceptualización y Desarrollo) del Departamento de Perforación, el cual se encarga de la planificación y desarrollo de los futuros proyectos de perforación y reacondicionamiento de pozos (Figura 1.2).



Fig. N° 1.2 Entrada de PDVSA GAS del Distrito Anaco

1.2 Descripción del Área de Estudio

Los Campos Zapatos-Mata R se encuentran ubicados en el Área Mayor de Oficina perteneciente a la Sub-Cuenca de Maturín dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hacia la plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Presenta una extensión superficial aproximada de 200 km de anchura en sentido Norte-Sur por 800 km de longitud, en sentido Este-Oeste abarcando un área total aproximada de 165.000 km² (Figura 1.3).



Fig. N° 1.3. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental ^[1]

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arecuna hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que

sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco, siendo ésta un área nueva para la explotación de hidrocarburos.

La Cuenca Oriental es la segunda en importancia en Venezuela, en cuanto a reservas petrolíferas se refiere, precedida solamente por la Cuenca del Lago de Maracaibo, aunque si se incluyen las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, sería entonces una de las cuencas con más reservas de hidrocarburos en el mundo. En ésta se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos sub-cuencas: Sub-cuenca de Guárico al Oeste y sub-cuenca de Maturín al Este.

1.2.1.1 Sub-Cuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte de la sub-cuenca se encuentra asociado con el frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias. Las principales trampas son de tipo estructural y estratigráfico.

1.2.1.2 Sub-Cuenca De Maturín

La sub-cuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíferos de las unidades estratigráficas hacia el sur presentan dos dominios operacionales: uno al norte del corrimiento de Pirital y otro al sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa una buena parte de la sedimentación de la sub-cuenca de Maturín, en el flanco norte, siendo una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. Mientras que el flanco sur, presenta una estratigrafía más sencilla, presentándose en su parte inferior, como representante del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno – Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio - deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Los principales campos petrolíferos de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son los del Área Mayor de Oficina: Quiamare, Jusepín, El Furrial, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur la sub-cuenca también incluye la Faja del Orinoco con yacimientos Neógenos y roca madre cretácica con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretáceo-Neógena y Basamento-Neógeno.

1.3 Área Mayor de Oficina

1.3.1 Ubicación Del Área

El Área Mayor de Oficina (AMO) está situada en el flanco Sur de la sub-cuenca estructural de Maturín, abarcando una extensión superficial de aproximadamente 14.500 km². Su eje tiene un rumbo Este-Noreste y un declive suave en esa misma dirección, con un buzamiento regional de 2 a 4° hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Existen algunas estructuras pequeñas, pero lo que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres sistemas de fallas normales, dos de ellos con mayor desplazamiento, con rumbos

aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en dirección Este-Oeste y Noreste-Suroeste, y otro sistema de fallas menores transversales con rumbo Noreste-Suroeste. Estas acumulaciones de hidrocarburos han dado origen a los Campos Soto- Mapiri, La Ceibita, Oscurote, Zeta, Zacarías, Aguasay y Zapatos- Mata R (Figura 1.4).

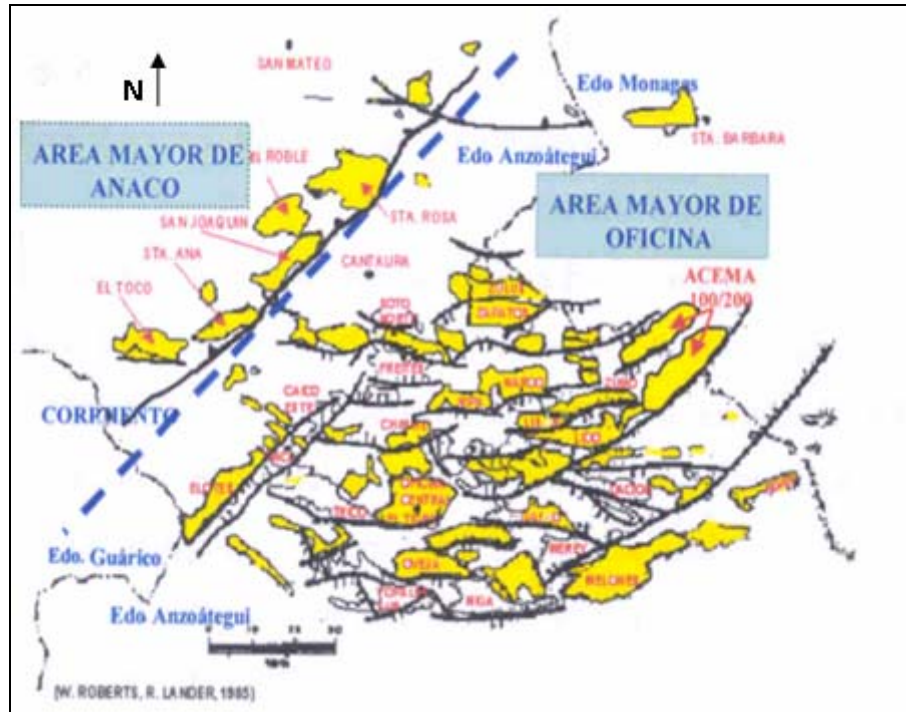


Fig. N° 1.4 Localización del Área Mayor de Oficina (AMO) ^[1]

1.3.2 Estructura Regional

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre Este-Oeste franco y Este-Noreste, algunas de las cuales buzcan y presentan desplazamientos hacia el Norte y hacia el Sur. Algunas fallas de este sistema se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes.

Éstas se han interpretado como fallas de gravedad, de crecimientos sedimentarias, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa. Su forma cóncava es típica de este tipo de colapso, que tiene lugar cuando los sedimentos han sido insuficientemente consolidados, pero no en sedimentos *quasi* líquidos.

Todos los yacimientos comerciales de petróleo y gas en AMO se encuentran en areniscas de las formaciones Oficina y Merecure, aunque se han encontrado indicios de petróleo en el Grupo Temblador del Cretáceo. Las capas productoras varían de espesor, de 10 a más de 100 pies. La extensión lateral de las arenas es también variable, desde considerables depósitos de canales y barras de meandros coalescentes hasta depósitos aislados en forma de canales angostos e individuales. La porosidad se encuentra entre 10 y 35%, la permeabilidad oscila entre 50 y 4.000 milidarcys y pueden alcanzar ocasionalmente varios darcys.

La mayoría de los yacimientos de petróleo tienen un casquete de gas, con secciones petrolíferas que varían de espesor, con un máximo de 550 pies, y algunos yacimientos contienen solamente gas. Los horizontes productores se encuentran a profundidades que van de 4.000 a 14.200 pies y los crudos son de base intermedia, donde se pueden encontrar gravedades entre 8 y 57° API.

1.3.3 Estructura Local

Los Campos Zapato-Mata R están ubicados aproximadamente a 40 km, al sureste de la Ciudad de Anaco con una extensión de 120 km². Desde el punto de vista geológico este campo pertenece al Área Mayor de Oficina, ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín, el cual tiene como campos vecinos La Ceibita al Noreste y Mapiri al Oeste, pertenecientes al área operacional de Anaco.

1.3.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La columna estratigráfica se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno y está constituido por las siguientes formaciones: Mesa de edad Pleistoceno, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure del Grupo Terciario, el Grupo Temblador del Cretáceo constituido por la Formaciones Canoa y Tigre. 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 como verdaderos mantos por kilómetros cuadrados, otras son arenas de canal situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por una distancia considerable (Figura 1.5).

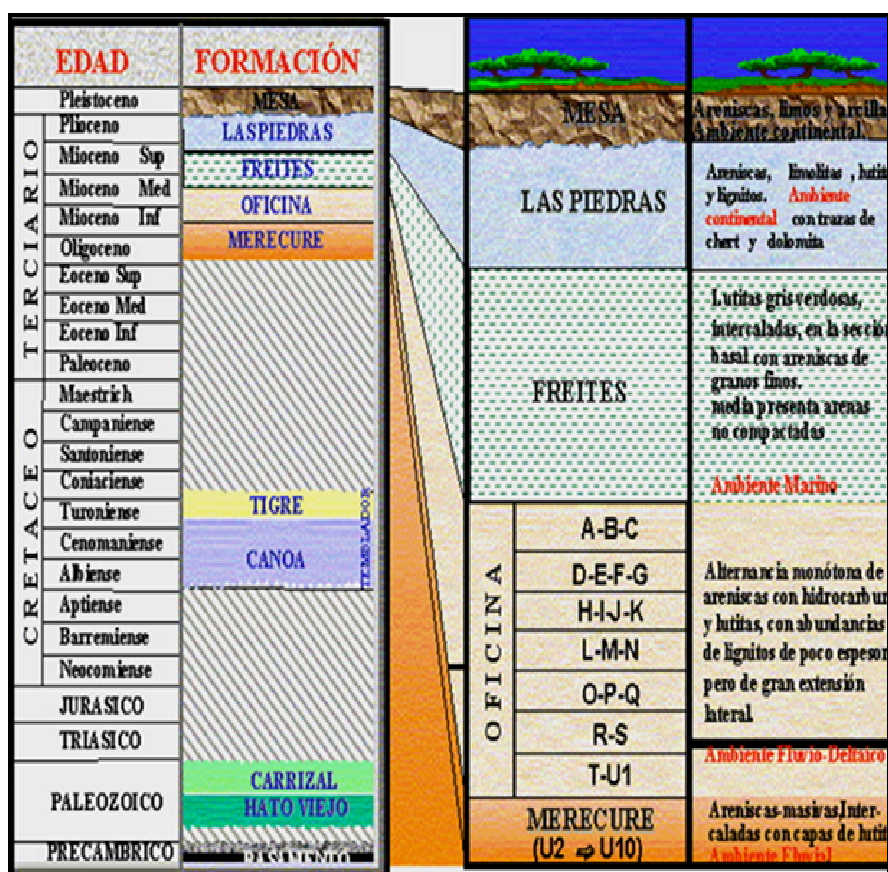


Fig. N° 1.5 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (AMO) ^[1]

1.4 Características Litológicas Del Área Mayor de Oficina

Las observaciones de los pozos perforados permiten reconocer formaciones que van desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno, cuyas características litológicas más resaltantes se detallan a continuación.

1.4.1 Formación Mesa

La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende por los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

1.4.2 Formación Las Piedras

En el Área Mayor de Oficina y Monagas Central, esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las Lutitas marinas de la Formación Freites. Hacia el Oeste y en el Norte de Monagas es transgresiva sobre las Lutitas marinas de la Formación La Pica. Al norte del Corrimiento de Anaco y al Oeste de la falla de Urica, ésta al igual que Freites está totalmente ausente y es considerada de edad Mioceno; está conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos.

1.4.3 Formación Freites

De edad Mioceno Medio a Superior, se caracteriza por una gruesa sección de Lutitas gris verdosas (marinas someras) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos.

1.4.4 Formación Oficina

Está presente en el subsuelo de todo el flanco Sur de los estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y Lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la cuenca. Presenta un ambiente de sedimentación fluvio-deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela, puesto que las principales arenas productoras están ubicadas dentro de ella así como también las rocas madres constituidas por lutitas de la misma formación.

1.4.5 Formación Merecure

La Formación Merecure en el subsuelo de la región de Anaco, se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de granos finos a gruesos y espesores en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada y colores de gris claro a gris oscuro. La continuidad de capas de areniscas puede estar interrumpida por láminas y capas delgadas de Lutitas negras, duras, carbonosas y por intervalos de arcillas y limolitas grises. Las areniscas se presentan en paquetes de hasta 100 pies de espesor.

La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas de dulces a salobres. Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la cuenca durante el Oligoceno medio y el Mioceno Inferior. En el Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de 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; ésto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial.

Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U” en el norte de Oficina y Monagas Central, comenzando con la arena “U-2”. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas del alfabeto español (A, B, C...); comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación. En ambas áreas, su correlación entre campos e inclusive entre pozos se hace difícil debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales.

1.5 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; es decir en las Lutitas de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras. Los hidrocarburos migraron lateralmente sólo por distancias moderadas dentro de las arenas de dicha área.

La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra atrapado contra algunas de las fallas mayores de rumbo predominantemente Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos como: canales de arenas con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contactos de agua-petróleo, la oblicuidad entre los rumbos de la falla y el homoclinal con desaparición lateral de la permeabilidad. Por otra parte, es importante destacar que prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburo se encuentran en el lado Norte de las fallas, independientemente que éste sea el lado levantado o deprimido de la misma.

1.6 Campos Zapatos-Mata R

1.6.1 Ubicación del Área de Estudio

El área se encuentra ubicada en el Municipio Pedro María Freites, a 50 km aproximadamente al sureste de la ciudad de Anaco y 75 km al sur de Barcelona, estado Anzoátegui (Figura 1.1). Abarca oficialmente una superficie de 1.680 acres (yacimiento U3 ZM-304) y 1.370 acres (yacimiento U4, 5U ZM-304). Los campos Zapatos-Mata R se enmarcan en la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-Cuenca de Maturín, Área Mayor de Oficina, y a su vez pertenecen al Cuadrángulo Zeta, el cual está conformado además por los campos Zarza, Zulus, Zacarías y Zanjas, perteneciendo el área asignada a la Unidad de Explotación Liviano/Mediano del Distrito Anaco de PDVSA Gas.



Fig. N° 1.6. Localización de los Campos Zapatos - Mata R^[1]

1.6.2 Estratigrafía Local

La secuencia estratigráfica comprende el Grupo Temblador del Cretácico, constituido por las formaciones Canoa y Tigre, las formaciones Merecure, Oficina, Freites y Las Piedras del Terciario y la Formación Mesa de edad Pleistoceno. El intervalo de las arenas U3U, L/U4 y 5U pertenece a la Formación Merecure de edad Oligoceno, la cual da origen a la configuración estratigráfica y estructural de los cuerpos de arenas,

que junto a la Formación Oficina, constituyen la principal unidad productora de hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela. Se caracteriza por areniscas fluviales, de grano fino y lutitas carbonáceas delgadas, con cuerpos de arenas con canales, barras y lentes.

1.6.3 Estructura Local

La estructura Local consiste en un monoclinal fallado con dirección este-oeste y buzamiento al norte. El límite sur del yacimiento está definido por una falla normal de rumbo este-oeste y buzamiento al sur, con un desplazamiento que varía entre 300 y 600 pies. El límite este es otra falla normal de rumbo noreste-suroeste, con buzamiento al sureste y un desplazamiento que varía entre 200 y 400 pies. El límite norte del yacimiento lo constituye un contacto agua/petróleo inferido a 11.450 pbm.

1.6.4 Sedimentología Local

Desde el punto de vista sedimentológico es probable que se hayan depositado sedimentos detríticos medios a finos, con períodos de influencia marina (fluviales meándricos, deltaicos y litorales), y poco afectados por discordancias angulares. Además, los sentidos de transporte han sido tanto laterales, desde el Sur (Cratón Guayanés), como longitudinales (paralelos al eje de la cuenca).

Las secuencias sedimentarias con potencial petrolífero del área de estudio están conformadas por los sedimentos de la Formaciones Freites y Oficina. Las formaciones pertenecientes al Cretácico parcialmente erosionado también poseen potencial petrolífero pero en menos cantidad. La Formación Freites; aunque sin carácter francamente de yacimiento, desempeña un papel importante: es el sello regional de la sub-cuenca, por encima del cual no se consiguen hidrocarburos.^[1]

1.7 Planteamiento del Problema

El Distrito Anaco de PDVSA se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, con un área de 13.400 km abarcando parte de los estados Guárico y Monagas. En él, existen grandes reservas de condensado, crudo liviano y también gas natural. Está conformado por dos extensas áreas de explotación que son la unidad de producción Área Mayor de Anaco (A.M.A.), y la unidad de producción Área Mayor de Oficina (A.M.O.).

La constante evolución de la industria petrolera y la búsqueda de nuevas tecnologías para minimizar costos e incrementar ganancias, ha dejado atrás a muchas técnicas utilizadas en un principio. Tal es el caso de la perforación a percusión la cual perdió auge con el aumento de la profundidad; además de presentar ineficiencia en la mecha y de carecer de una metodología adecuada para sacar los recortes sin retirar las herramientas de perforación; dando paso a la perforación rotatoria; siendo esta la predilecta en la construcción de pozos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Durante este método se hacen girar la sarta de perforación y la mecha, mientras que los portamechas y la mecha imponen peso sobre la roca. Para enfriar y lubricar continuamente la mecha y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación, el cual pasa a través de las toberas o jets de la mecha produciendo una fuerza hidráulica debajo de esta, encargada de remover y sacar a la superficie los recortes generados por la mecha. Dichos recortes son separados gracias al equipo de control de sólidos (zaranda, vibradores, desarenadores etc.) y luego es bombeado nuevamente cumpliéndose así un sistema de circulación cerrado.

Debido al importante papel ejercido por el fluido de perforación es necesario mantener un constante monitoreo de las propiedades (densidad y reología) del mismo, para facilitar el proceso de perforación; así como también es necesario un buen manejo de la hidráulica empleada durante el proceso; ya que ésta define la manera en que el flujo de fluidos crea y utiliza presiones para ejercer ciertas funciones imprescindibles durante la perforación, como por ejemplo la limpieza del hoyo, transmisión de energía a través de la mecha, efectos sobre la tasa de penetración y control de las presiones de formación. Los parámetros hidráulicos son de vital importancia, tanto así que valores inadecuados de los mismos podrían ser los principales responsables de problemas operacionales de gran importancia; como acumulación de recortes en el fondo del pozo y bajas tasas de penetración con cada una de sus consecuencias.

El objetivo de la siguiente investigación es resaltar la importancia de las mejoras de la hidráulica; tomando en cuenta las propiedades reológicas, con el fin de reducir los tiempos de perforación y minimizar los costos de construcción de pozos en los dos de los campos más importantes del Distrito Social Anaco.

Este proyecto se llevará a cabo mediante la recopilación de datos reales de 14 pozos ubicados en los campos Zapatos y Mata R pertenecientes a dicho Distrito, a los cuales se les realizará un minucioso análisis comparativo para determinar los posibles vínculos entre dichos valores y los tiempos de perforación que hasta el momento se tienen en la zona. Luego se procederá a sensibilizar parámetros operacionales y mejorar los parámetros hidráulicos utilizando el programa WELLPLAN® con el fin de disminuir dichos tiempos; para luego crear una base de datos que pueda ser usada como punto de referencia en la planificación de perforaciones futuras en los campos mencionados.

1.8 Objetivos de la Investigación

1.8.1 Objetivo General

“Mejorar la Hidráulica para la construcción de pozos verticales y direccionales en los campos Zapatos y Mata R del Área Mayor Oficina (AMO) perteneciente al Distrito Social Anaco”

1.8.2 Objetivos Específicos

- 1.) Describir las propiedades y características litológicas de las formaciones atravesadas durante la perforación de pozos en los campos Zapatos y Mata R del Área Mayor de Oficina.
- 2.) Seleccionar pozos verticales y direccionales perforados en la zona en estudio en base a la información disponible en el DIMS de PDVSA Gas.
- 3.) Seleccionar la información requerida para el estudio de la hidráulica utilizada en la perforación de los pozos seleccionados.
- 4.) Mejorar los parámetros hidráulicos a partir del análisis de los datos recopilados mediante el uso de la herramienta WELLPLAN®.
- 5.) Crear una base de datos aplicable en la planificación de perforaciones futuras en dicha zona.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Luego de una revisión bibliográfica sobre la hidráulica en la perforación de pozos y los Campos Zapatos-Mata R se seleccionaron algunos trabajos:

DURANGO, Octavio; en el 2002 desarrolló criterios de selección de mechas y optimización de la hidráulica para los Campos Barúa y Motatán. Consideró la hidráulica como opción para disminuir costos y tiempos de perforación.^[2]

BOU MANZOUR, Gabriela; en el 2003 realizó comparaciones entre mechas utilizadas en la formación San Juan del Campo Orocuai, logrando identificar las mechas PDC e impregnadas como las de mejor desempeño; para luego optimizar sus características y mejorar perforaciones futuras.^[3]

LÓPEZ, Lialenny; en el año 2003 llevó a cabo un análisis y diseño de mechas, en el que tomó en cuenta el comportamiento dinámico como opción para mejorar el rendimiento de la mecha en formaciones de gran dureza y abrasividad.^[4]

GUERRA, Rita y RODRÍGUEZ, Oscar; en el 2007 optimizaron la hidráulica para cada fase de perforación en los Campos El Furrial y Carito; logrando disminuir el tiempo y los costos de perforaciones futuras en dicha zona.^[5]

ROJAS, José; en el 2008 desarrollo un trabajo de caracterización estática del yacimiento U 3,4,5 ZM-304 de los Campos Zapatos, Mata R y Mata 10 del Área Mayor de Oficina Distrito Social Anaco Estado Anzoátegui.^[1]

2.2 Perforación de Pozos Petroleros

La perforación de pozos es la única manera de confirmar la existencia de hidrocarburos, luego de que haya nacido la probabilidad de un yacimiento petrolífero. Dicho proceso ha evolucionado debido a los requerimientos de las perforaciones; por lo tanto, se conocen en la actualidad los siguientes tipos de perforación:

2.2.1 Perforación por Percusión

Se utiliza una tubería de acero con una mecha suspendida de un cable. El método consiste en levantar y soltar las herramientas repetidamente; la masa metálica cae sobre la mecha con la que se logra romper la roca y hacer un hoyo; el cual permanece vacío, excepto por una pequeña cantidad de agua en el fondo. Después de perforar unos cuantos pies, se sube la tubería de perforación (con su mecha) y se retiran los recortes con un achicador (un tubo abierto con una válvula en el fondo). Es un método muy simple, pero su ineficacia aumenta a medida que se profundiza el pozo, debido a la ineficiencia de la mecha y a la necesidad de retirar las herramientas para extraer los recortes.

2.2.2 Perforación Rotatoria

Se utilizan herramientas más complejas, y se lleva a cabo mediante giros de la sarta de perforación y la mecha; mientras que los portamechas y la misma mecha imponen peso sobre la roca. Debido al diferencial de temperatura generado por la fricción, es necesario bombear un fluido de perforación (lodo) dentro de la tubería; el cual a su vez se encarga de retirar los recortes dejados por la mecha en el agujero. El lodo entra al pozo a través de la tubería de perforación; llega a la mecha, choca contra el fondo y sube por el espacio anular contribuyendo con la limpieza del hoyo; es filtrado en la superficie gracias a los equipos de control de sólidos y luego se bombea de nuevo dentro del pozo creando un sistema de circulación cerrado.

2.3 Sistema de Circulación de un Equipo de Perforación Rotatoria

En la perforación rotatoria se circula un fluido a través de un sistema cerrado que se conoce con el nombre de sistema de circulación (Figura 2.1). Dicho sistema está constituido por las siguientes partes:

- ✓ **Tanques:** Almacenan y permiten la succión del lodo.

- ✓ **Bombas:** Transmiten energía al fluido de perforación.

- ✓ **Conexiones superficiales:** Permiten conectar la bomba con la sarta de perforación y están constituidas por el tubo vertical, la manguera de perforación, la unión giratoria y el cuadrante.

- ✓ **Sarta de perforación:** conecta la superficie con el fondo del pozo, permitiendo la penetración y profundización del mismo. Está constituida principalmente por la tubería de perforación, portamechas y la mecha.

- ✓ **Espacio anular:** A través de él regresan a la superficie el fluido y los cortes de la formación que produce la mecha.

- ✓ **Equipo de control de sólidos:** Permite sacar del sistema los cortes o ripios que produce la mecha. Está formado por la zaranda, limpiadores de lodo, desarenadores y centrifugas decantadoras.^[6]

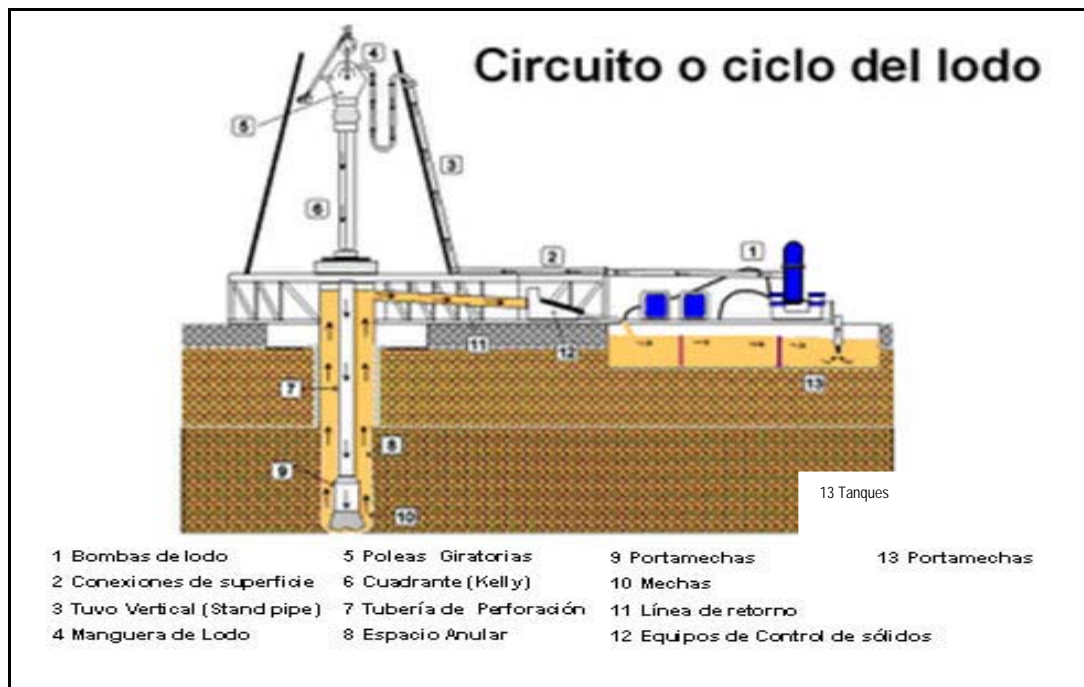


Fig. N° 2.1 Sistema de circulación del fluido de perforación ^[6]

2.4 Bombas de Lodo

La bomba de circulación de fluido de perforación es una unidad recíprocante de desplazamiento positivo y representa el componente principal del sistema de circulación. Se puede considerar como el motor fundamental del sistema hidráulico y el corazón de la operación de perforación. Las bombas se utilizan para transmitir al fluido la energía necesaria para vencer las pérdidas de presión por fricción en cada parte del sistema.

La bomba usada en los taladros usa pistones como elementos propulsores. Su mecanismo es similar al de un émbolo, donde un pistón confinado dentro de una camisa empuja al fluido hacia una descarga. Las bombas más comunes son de tipo pistón triple (tres pistones), de acción simple. El caudal de fluido que se puede desplazar con una bomba triple se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$Q = 0,0102 \times L_c \times d_c^2 \times E_{pm} \times E_f \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

Q: caudal, gal / min.

Lc: longitud del cilindro, pulg.

dc: diámetro del cilindro, pulg.

Epm: emboladas por minuto, Emb/min.

Ef: eficiencia volumétrica, fracción.

Las bombas, generalmente se clasifican por su máxima presión de descarga y tasa de flujo. La máxima tasa de flujo se obtiene a las máximas condiciones de operación.

$$Q_{\max} = \frac{1.714 \times H_{ps}}{P_s} \times E_f \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

Q_{máx}: caudal máximo, gal / min

H_{ps} : potencia máxima disponible, hp.

P_s: presión máxima permisible, lpc.

Ef: eficiencia, fracción.

2.4.1 Caudal de la bomba por embolada.

2.4.1.1 Bomba Dúplex (bbl/carrera):

$$Caudal\ bomba = eficiencia / 100 \times (2\text{diam.camisa}^2 - \text{diam.vastago}^2) \text{embolada} / 6.176,4$$

(Ec. 2.3)

2.4.1.2 Bomba Triplex (bbl/carrera):

$$Caudal\ bomba = eficiencia / 100 \times \text{camisa}^2 \times \text{embolada} / 4.117,6$$

(Ec. 2.4)

Donde:

Eficiencia: porcentaje de eficiencia volumétrica.

Camisa: diámetro de la camisa de la bomba en pulgadas.

Carrera: largo de carrera de la bomba en pulgadas.

Caudal bomba, bbl/min= caudal bomba (bbl/emb.) x emboladas por minuto.^[7]

2.5 Fluidos de Perforación

Los lodos de perforación son fluidos diseñados para cumplir una serie de requerimientos a condiciones específicas durante la perforación de un pozo, entre sus

funciones primordiales se destaca mantener la estabilidad del hoyo durante el desarrollo de las operaciones. Un fluido de perforación está conformado por una fase líquida, una fase sólida y compuestos químicos. La fase líquida puede ser agua o aceite y los sólidos pueden ser reactivos o inertes. Dependiendo de su composición; existe una amplia variedad de fluidos de perforación.

El fluido apropiado para un pozo es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad durante la perforación y que a su vez garantice un mínimo daño a la formación, puesto que éste proporcionará un mayor recobro por un mayor recobro durante la producción del pozo.

2.5.1 Funciones de los Fluidos de Perforación

El fluido de perforación debe tener la habilidad de desarrollar propiedades que le permitan cumplir con funciones específicas durante la perforación de un pozo, las cuales describen las tareas que los fluidos de perforación son capaces de desempeñar; entre las funciones más importantes se tienen:

✓ Controlar de las presiones de formación y mantener estabilidad del hoyo

El fluido de perforación tiene que mantener el hoyo estable. La presión hidrostática debe mantenerse entre las presiones de poros y fractura de las formaciones atravesadas, de modo que evite la entrada de fluidos al pozo y las pérdidas de fluido debido a un fracturamiento. El control de las presiones de formación se logra con un monitoreo cuidadoso de la densidad o peso del lodo de perforación.

✓ Remover de los recortes del pozo (Limpieza)

Tiene que ver con la extracción de los recortes o ripios dejados por la mecha durante la perforación; para evitar su acumulación en el fondo y prevenir así posibles camas de ripios. La velocidad con la que el fluido se desplaza hacia arriba debe ser mayor

que la velocidad de asentamiento del ripio para garantizar así una buena limpieza; que en caso de no tenerse, puede dar origen a un sin número de problemas operacionales que implican gastos adicionales en el empleo de prácticas para resolverlos; y por consiguiente aumentan los costos de la perforación; entre éstos problemas se tienen: arremetidas, atascamientos y pérdidas de circulación inducidas.

✓ **Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.**

Las propiedades tixotrópicas del lodo, deben permitir mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación como por ejemplo durante un viaje, para luego sacarlas y depositarlas en la superficie con el inicio del bombeo. Bajo condiciones estáticas, la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar, en lodos pesados, la decantación del material densificante y garantizar así un buen desempeño del fluido.

✓ **Enfriar, lubricar y apoyar la mecha y el conjunto de perforación.**

Durante la perforación se produce un aumento de temperatura en el equipo de fondo debido a la fricción y al gradiente de temperatura de las mismas formaciones; por esta razón, el fluido debe ser capaz de actuar como un lubricante y a su vez disminuir el sobrecalentamiento de la sarta y del ensamblaje de fondo.

✓ **Transmitir energía a la mecha para maximizar la velocidad de penetración (ROP)**

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la mecha, ayudando así a perforar la formación y a su vez limpiar el fondo del hoyo. La potencia hidráulica debe ser considerada dentro del programa del fluido, de manera que la tasa de circulación utilizada permita alcanzar el rendimiento de la

potencia óptima para limpiar la cara del hoyo frente a la mecha, evitando con ésto la reperfusión de los ripios y el desgaste innecesario de los equipos de fondo; alargando la vida útil de los mismos.

Con el fin de garantizar una perforación segura y exitosa, al llevar a cabo la perforación y cumplir con estas funciones se deben minimizar los siguientes efectos colaterales:

- Corrosión de la sarta y del revestimiento.
- Daños a las formaciones subterráneas.
- Presiones de succión, pistón y circulación.
- Reducción de la velocidad de penetración.
- Atascamientos de la sarta.
- Erosión de las paredes del pozo.
- Retención de sólidos indeseables.
- Desgastes de las bombas.
- Contaminación con lechadas de cemento.
- Contaminación del ambiente.
- Contaminación proveniente de fuentes externas.
- Inestabilidad a temperaturas y presiones elevadas.

2.5.2 Propiedades de los fluidos de perforación

Las propiedades de los fluidos permiten controlar y mantener un buen desempeño del fluido de las operaciones de perforación. Estas son determinadas por diferentes ensayos y sus valores deben ser comparados a la entrada y a la salida del hoyo, para poder ajustarlos en caso de ser necesarios. Entre las propiedades básicas se tienen:

✓ ***Densidad***

Generalmente se le da el nombre de peso del lodo y está expresado en libras por galón, libras por pie cúbico, gravedad específica, kilogramos por litro o en libras por pulgada cuadrada por 1.000 pies de profundidad.

✓ ***Punto cedente***

Es la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre partículas. Representa el esfuerzo o tensión requerido para iniciar el movimiento de fluido.

✓ ***Viscosidad plástica***

Generalmente descrita como la parte de la resistencia al flujo causada por fricción mecánica. Es una medida de la resistencia interna al flujo atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido.

✓ ***Resistencia gel***

Es la capacidad de un coloide para formar geles, se mide en condiciones estáticas a diferencia del punto cedente que se mide en condiciones dinámicas.

✓ ***PH***

Indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base agua son alcalinos trabajan con un rango de Ph entre 7,5 a 11,5. Cuando el Ph varía de 7,5 a 9,5 el fluido es de bajo Ph y cuando varía de 9,5 a 11,5, es de alto Ph.

✓ ***Dureza***

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los lodos base agua.

✓ ***Cloruros***

Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base agua.

✓ ***Alcalinidad***

Se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar iones. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones OH^- , CO_3 y HCO_3 presentes en el fluido.

✓ ***MBT (Methylene Blue Test)***

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

✓ ***Filtrado***

Es una medida de la cantidad de fase continua que invade la formación durante la perforación.

2.5.3 Propiedades Vs Funciones del fluido de perforación

Una o varias propiedades del fluido de perforación pueden afectar a una función específica del mismo; tanto, que algunas guardan una estrecha relación entre sí; es decir dependiendo de los valores de una propiedad, el fluido podría o no estar ejerciendo sus funciones correctamente:

- ✓ La presión de la formación es controlada mediante la modificación de la densidad del lodo (peso del lodo) y para esto generalmente se requiere un sobre balance adecuado; con el fin de evitar posibles arremetidas o en caso contrario una pérdida de circulación.

- ✓ La viscosidad y el punto cedente tienen también mucha importancia debido a que de estas depende una adecuada limpieza del hoyo, gracias a un transporte adecuado de los ripios desprendidos de las paredes, evitando la formación de camas que podrían dar lugar a pegas mecánicas.

- ✓ La fuerza gel es la encargada de la suspensión de ripios y material densificante durante un viaje de tubería. Si falla la fuerza gel de un fluido de perforación; los recortes decantan y el densificante también generando con esto problemas operacionales de gran relevancia como por ejemplo, pegas mecánicas y arremetidas debido a disminución de la densidad.

- ✓ El filtrado es otra propiedad de gran importancia, y debe mantenerse en un valor óptimo. Un filtrado excesivo puede originar el hinchamiento de arcillas, lo que produce taponamiento de los canales porosos de la formación; disminuyendo la productividad del pozo en cuestión. Dependiendo del tipo de filtrado este podría dificultar o facilitar la aplicación de registros eléctricos. ^[6]

2.6 Reología de los Fluidos De Perforación

La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de la materia que describe el comportamiento del flujo de fluidos de perforación y afecta directamente las pérdidas de presión a través del sistema de circulación. El comportamiento del flujo del fluido depende directamente de la relación existente entre un esfuerzo de corte y una tasa de corte.

2.6.1 Esfuerzo de Corte

El esfuerzo de corte es la fuerza que se opone al flujo cuando un fluido está fluyendo. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. En el viscosímetro equivale a la lectura del dial (lbs/100pie²) y en el sistema de circulación a la presión de bomba (psi). Para transformarlo a dina/cm² se multiplica la lectura del dial por el factor 5,11; es decir:

$$EC = Lect.Visc \times 5,11 \quad (Ec. 2.5)$$

Donde:

EC= Esfuerzo de corte en lb/pies²

2.6.2 Velocidad de Corte

La velocidad a la cual una capa de fluido pasa por delante de otra capa es la velocidad de corte, por lo tanto, la misma es un gradiente de velocidad. El fluido que está en contacto con la pared no fluye, ya que el corte ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la pared de una tubería (un sólido). La tasa o velocidad de corte es equivalente a las revoluciones por minuto (RPM) del viscosímetro y a la velocidad anular (pie/min) en el sistema de circulación. Para expresar la velocidad de corte en seg⁻¹ se multiplican las revoluciones por minuto del viscosímetro por el factor 1,7:

$$TC = RPM * 1,7 \quad (Ec. 2.6)$$

Donde:

TC= Tasa de corte en seg^{-1}

RPM= revoluciones por minuto

Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en las geometrías grandes (como la tubería de revestimiento y los espacios anulares del revestidor).

Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte. Por lo tanto, los esfuerzos de corte en la columna de perforación (donde hay mayores velocidades de corte) exceden los del espacio anular (donde las velocidades de corte son menores). El total de las pérdidas de presión a través del sistema de circulación (presión de bombeo) está frecuentemente asociado con el esfuerzo de corte, mientras que la velocidad de bombeo está asociada con la velocidad de corte.

2.7 FLUIDOS

Un fluido es cualquier sustancia capaz de deformarse al ser sometida a un esfuerzo de cizallamiento (esfuerzo tangencial que tiende a deformar el elemento fluyente) por muy pequeño que éste sea. Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos.

2.7.1 Fluidos Newtonianos

Es la clase más simple de fluidos y se caracterizan porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la tasa de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0). Entre dichos fluidos se pueden encontrar el agua, aceite, gasolina, glicerina, etc. Son fluidos incompresibles cuya viscosidad es independiente del régimen del corte y disminuye con la temperatura; tienen una relación punto cedente/ viscosidad plástica igual a cero y no tienen capacidad de suspensión. Perfil de velocidades constante.

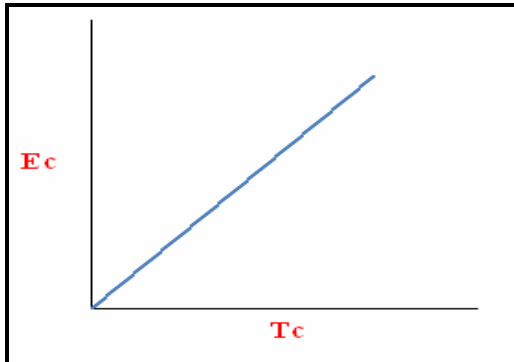


Fig. N° 2.2 Curva de consistencia correspondiente a un fluido newtoniano^[8]

Donde:

E_c = Esfuerzo de corte

T_c = Tasa de corte

❖ La incorporación de sólidos cambia el comportamiento reológico de un fluido newtoniano a uno no newtoniano.

2.7.2 Fluidos no Newtonianos

Los fluidos no newtonianos demuestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte que no es constante, sino diferente a cada velocidad de corte. Su viscosidad

depende las condiciones del flujo. Para describir la viscosidad de un fluido no newtoniano a una velocidad de corte en particular, se usa una “viscosidad efectiva”.

2.7.3 Clasificación de los fluidos en función de su comportamiento con el tiempo:

2.7.3.1 Independientes del tiempo

✓ **Fluidos plásticos**: Envuelve a la mayoría de los fluidos de perforación. Requieren de una velocidad mínima de cizallamiento igual al punto cedente para iniciar el movimiento.

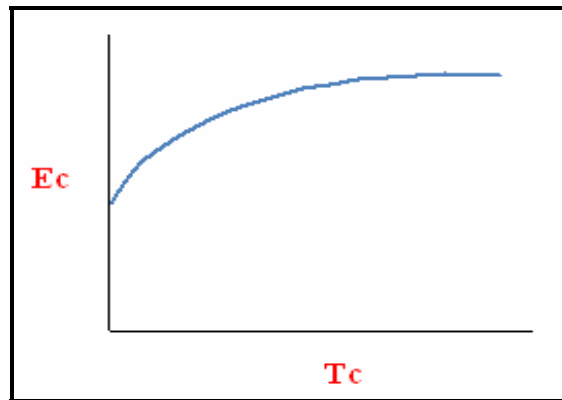


Fig. N° 2.3 Curva de consistencia de un fluido plástico^[8]

✓ **Fluidos Pseudoplásticos**: Requieren de una presión mayor que cero para comenzar el movimiento. La viscosidad aparente disminuye al aumentar la tasa de corte hasta un punto donde la velocidad se hace constante. Se caracteriza porque el punto cedente es igual a cero. Como ejemplo de este tipo de fluidos se tienen: polímeros, resinas, pinturas y lodos de perforación.

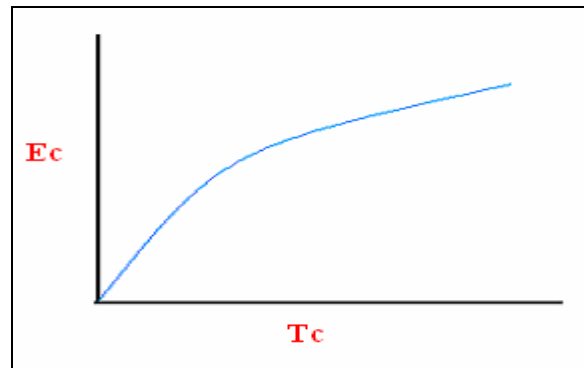


Fig. N° 2.4 Curva de consistencia de un fluido pseudoplástico^[8]

✓ **Fluidos Dilatantes:** Constituidos por una alta concentración de sólidos, la viscosidad aparente aumenta al con el incremento de la tasa de corte. El punto cedente es igual a cero.

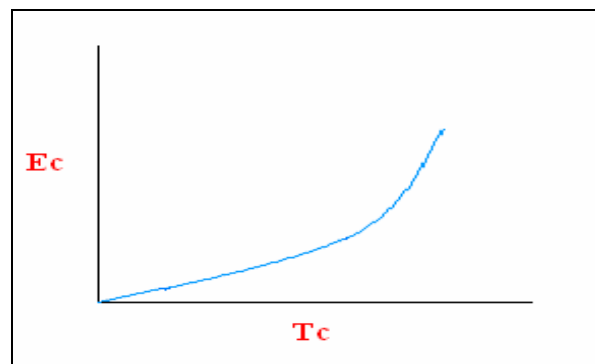


Fig. N° 2.5 Curva de consistencia de un fluido dilatante^[8]

2.7.3.2 Dependientes del tiempo

✓ **Fluidos Tixotrópicos:** En este tipo de fluidos, el esfuerzo de corte no sigue una relación proporcional con respecto al aumento o disminución de la tasa de corte. El lodo adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse nuevamente regresa a su estado original. Como ejemplo de este tipo de fluido se tienen los lodos de perforación base agua, base aceite, tintas y pinturas.

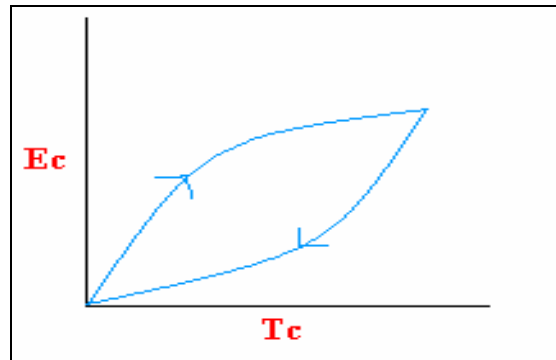


Fig. N° 2.6 Curva de consistencia de un fluido tixotrópico^[8]

✓ **Fluidos Reopécticos:** Son aquellos que desarrollan una estructura en función del tiempo a cierta tasa de corte.^[8]

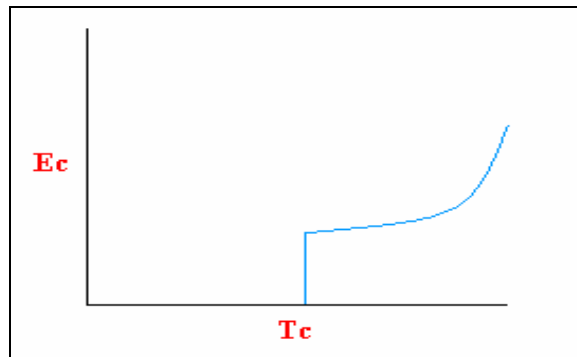


Fig. N° 2.7 Curva de consistencia de un fluido reopéctico^[8]

2.8 Modelos Reológicos

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La ley de viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento de flujo de los fluidos newtonianos. También se llama modelo newtoniano. Existen otros modelos más complejos; los mismos serán descritos a continuación:

2.8.1 Modelo Plástico de Bingham

El modelo Plástico de Bingham es el modelo más simple utilizado en la actualidad, el mismo, describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). Presenta desventajas puesto que para la mayoría de los fluidos de perforación el punto cedente verdadero es inferior al punto cedente de Bingham; así como también presentan desviaciones de la viscosidad a altas y bajas tasas de corte con respecto a la viscosidad plástica de Bingham.

La ecuación para el Modelo Plástico de Bingham es la siguiente:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$$

(Ec. 2.7)

Donde:

τ = Esfuerzo de corte lb/100pies².

τ_0 = Punto cedente (intersección de Y) (lb/100pie³).

μ_p = Viscosidad plástica (pendiente de la línea) (cps)

γ = velocidad de corte (pies/seg)

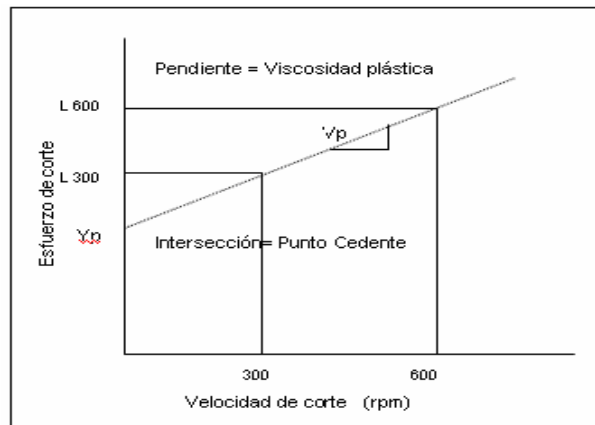


Fig. N° 2.8 Reograma del Modelo Plástico de Bingham ^[9]

2.8.2 Modelo de la Ley Exponencial (POWER LAW)

Este modelo es más complicado que el Modelo Plástico de Bingham y busca superar las deficiencias de éste a bajas velocidades de corte. No supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte y a su vez describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta según la velocidad de corte elevada matemáticamente a una potencia determinada.

$$E_c = K (V_c)^n$$

(Ec. 2.8)

Donde:

E_c = Esfuerzo de corte (lb/100 pies²).

K = Índice de consistencia (lb*s/100 pies²).

V_c = Velocidad de corte (pies/seg).

n = Índice de Ley Exponencial (adimensional).

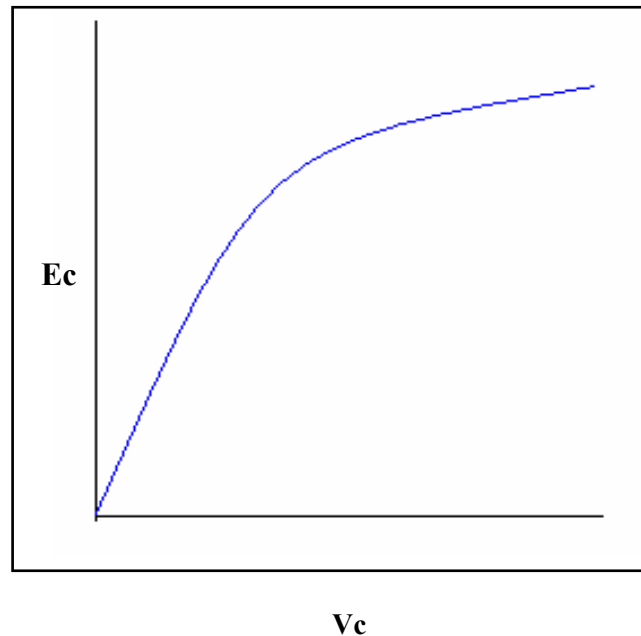


Fig. N° 2.9 Reograma del Modelo de la Ley Exponencial ^[9]

Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido que obedece a la Ley Exponencial forma una línea recta cuya “pendiente” es “n” y “K” es la intersección de esta línea con el eje Y.

El índice “n” de Ley Exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un rango determinado de velocidades de corte. Cuanto más bajo sea el valor de “n”, más el fluido disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte sobre dicho rango de velocidades de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El índice de consistencia “K” está relacionado con la viscosidad de un fluido a bajas velocidades de corte. La eficacia con la cual un fluido limpia el pozo y suspende los materiales densificantes y los recortes, puede ser mejorada aumentando el valor de “K”, que generalmente está expresada en lb-seg-n/100 pies², pero también se puede expresar en otras unidades.

2.8.3 Modelo de la Ley Exponencial Modificada.

El modelo de Ley Exponencial modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para determinar el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia). El modelo de Ley Exponencial no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la LSRV (viscosidad a muy baja velocidad de corte). El esfuerzo de cedencia determinado con el modelo de Ley Exponencial Modificada se ubica entre el modelo de Flujo Plástico de Bingham (resultados más altos), y el modelo de Ley Exponencial (resultados más bajos); por lo tanto este modelo puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación. Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley se expresa de la siguiente manera:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n$$

(Ec. 2.9)

Donde:

τ = Esfuerzo de corte.

τ_0 = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo.

K = Índice de consistencia.

γ = Velocidad de corte.

n = Índice de Ley Exponencial.

2.9 Etapas De Flujo

- 1.) **Ningún flujo:** En esta etapa es necesario aplicar una presión para iniciar el flujo y vencer la fuerza que impide el movimiento; esta presión constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.
- 2.) **Flujo tapón:** Comienza cuando se excede el esfuerzo de cedencia verdadero; el flujo comienza en la forma de un tapón sólido; con una misma velocidad a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para la capa de fluido que está contra la pared del conducto; pues dicha capa no se mueve. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.
- 3.) **Transición de flujo tapón a flujo laminar:** Con el aumento del caudal, las capas dentro del fluido serán afectadas por los efectos de corte, y el tamaño del tapón en el centro del flujo se reduce. La velocidad aumentará desde la pared del pozo hasta el borde del tapón central. El perfil de velocidad es plano a través del tapón que tiene la mayor velocidad, y decae o disminuye a cero en la pared del conducto.
- 4.) **Flujo laminar:** Con el aumento del caudal, sus efectos sobre el fluido siguen aumentando así como también aumentan los efectos de la pared. En el centro del flujo el tapón central dejará de existir y es allí donde la velocidad alcanzará su nivel más alto y disminuirá a cero en la pared del conducto. El perfil de velocidad tiene la forma de una parábola. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes velocidades.
- 5.) **Transición de flujo laminar a flujo turbulento:** A medida que el caudal aumenta, el flujo regular (laminar) comienza a descomponerse hasta desaparecer.
- 6.) **Flujo turbulento:** Cuando el caudal sigue aumentando, el flujo regular se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y turbulento. El

movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Una vez que estas condiciones han sido alcanzadas, cualquier aumento del caudal producirá simplemente un aumento de la turbulencia.

El régimen de flujo particular de un fluido durante la perforación puede tener un efecto importante en parámetros tales como: pérdidas de presión, limpieza del fondo y estabilidad del pozo.

✓ ***Se requiere la Reología para predecir:***

- ✦ Qué tan bueno es el transporte los recortes afuera del pozo.
- ✦ Qué tan buena es la limpieza de los ripios en la cara de la mecha.
- ✦ Cuáles son las pérdidas de presión en el sistema.
- ✦ Cómo se comporta el sistema de fluido con los regímenes de flujo que se presentan en el pozo. ^[9]

2.10 Fases de Perforación de un Pozo

Los pozos se clasifican en: pozos exploratorios si su propósito es descubrir un yacimiento nuevo, pozos de avanzada si su propósito es delimitar un yacimiento existente y pozos de desarrollo si su propósito es explotar un yacimiento conocido. Dependiendo del tipo de pozo por perforar, el proceso de perforación se cumple en varias etapas o fases y dependen de las siguientes condiciones: información geológica, tipo de yacimiento, características de las formaciones y profundidad de las arenas productivas. Una vez analizadas las condiciones del área por perforar se elabora el programa detallado de la perforación del pozo. Las fases de la perforación de un pozo se describen a continuación:

FASE I: Colocación de la tubería hincada, conductor marino o marinete:

El nombre que se le da a esta fase está asociado, principalmente al tipo de operación de perforación. Se le denomina tubería hincada en la perforación en tierra, conductor marino en la perforación costa afuera a poca profundidad y pilote de fundación en la perforación costa afuera profunda con impide-reventones submarinos; que requieren un “riser” marino para guiar herramientas dentro del hoyo. Las tuberías de revestimiento hincadas y los conductores marinos se clavan en el suelo mediante martillos hidráulicos o vibratorios y se entierran hasta un punto de rechazo de 150 a 250 golpes por pie de penetración. Por tanto deben estar diseñados para soportar cargas de impacto o martilleo.

En algunas oportunidades en tierra y en costa afuera es necesario perforar un hoyo, fijar el revestidor conductor y cementarlo con formulaciones de cemento de baja densidad. En estos casos, normalmente se perfora un hoyo de 26 a 36 pulgadas, se baja un revestidor de 20 a 30 pulgadas y se cementa. En algunas regiones poco conocidas y en lugares donde se conoce la existencia de bolsas de gas someras, se instala frecuentemente un desviador de flujo (diverter) sobre la sarta conductora marina o en el “riser” marino, para proteger al personal y a los equipos de influjos de fluidos inesperados, durante la perforación del hoyo superficial.

FASE II: Perforación del hoyo superficial

Normalmente se perfora un hoyo de 17 ½”, con agua o agua bentonita como fluido de perforación; se baja un revestidor 13 3/8” y se cementa. El revestidor superficial evita derrumbes de sedimentos no consolidados y débiles cercanos a la superficie. Éste revestidor se cementa hasta la superficie, debido a que soporta el peso de los revestidores que se usarán en el pozo y los protege de la corrosión.

Los impide reventones no se deben cerrar; a menos que el revestidor en el cual están instalados, esté colocado a una profundidad suficiente para evitar que la presión inducida por la formación cause una fractura por debajo de la zapata del revestidor que, eventualmente pueda alcanzar la superficie. La profundidad de asentamiento de la zapata usualmente está entre 300 y 5.000 pies y se escoge de tal forma que proteja las zonas superficiales de agua dulce de la contaminación con el fluido de perforación que se utilizará en el pozo.

FASE III: Perforación del hoyo intermedio

Normalmente, la perforación de este hoyo se realiza con una mecha 12 ¼ pulgadas, para bajar y cementar un revestidor 9 5/8 pulgadas. Con este revestidor se asegura un control adecuado del pozo contra las arremetidas que puedan ocurrir en pozos profundos y también aíslan formaciones propensas a causar problemas durante la perforación. Su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma de evitar la fractura de la formación por debajo de la zapata del revestidor superficial.

Por lo planteado en el párrafo anterior, la zapata se debe colocar siempre en lugares clave de zonas de transición, entre los cuales destacan: arriba o debajo de presiones anormales, debajo de una zona de pérdida de circulación severa, en zonas de arcillas hinchables o quebradizas, en secciones de aumento o caída de ángulo en pozos direccionales así como también en arenas de alta permeabilidad en yacimientos agotados parcialmente, que causen atascamientos por presión diferencial. Se puede utilizar la camisa (liner) en vez de una tubería de revestimiento completa y los pozos muy problemáticos pueden tener más de una tubería de revestimiento intermedio o camisa.

El cemento debe cubrir todas las zonas de hidrocarburos y cualquier otro estrato indeseable. También se deben cementar zonas que contengan aguas altamente corrosivas para evitar el colapso del revestidor durante la perforación de pozos muy profundos; algunas veces se requieren de columnas de cemento más largas.

FASE IV: Perforación del hoyo de producción

Normalmente, la perforación de este hoyo se realiza con una mecha de $8 \frac{1}{2}$ ó $8 \frac{3}{4}$ pulgadas para bajar y cementar un revestidor de 7 ó $5 \frac{1}{2}$ pulgadas. Ésta es la sarta de revestimiento a través de la cual el pozo será completado, producido y controlado durante toda su vida productiva. La tubería de revestimiento de producción sirve para aislar los intervalos, productivos, para facilitar el control apropiado del yacimiento y para prevenir la producción de fluidos indeseables. En algunos casos las condiciones de acumulación son tales, que el pozo se puede completar a hoyo abierto debajo de la sarta de producción.

La calidad de la cementación es de importancia primordial para esta sarta, especialmente, cuando el aislamiento de zonas es crítico. Generalmente, se cementa hasta la altura de unos 500 pies sobre el tope de la zona de hidrocarburos más superficial. Sin embargo se puede requerir una columna más larga para evitar doblamiento, aplastamiento o corrosión externa, para aislar acuíferos en otros yacimientos, para cerrar una zona de alta presión o para cumplir con regulaciones gubernamentales.

FASE V: Perforación, bajada y cementación de una tubería corta (camisa)

Una tubería de revestimiento corta es una sarta que no se extiende hasta la superficie y se cuelga a cierta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento anterior. En general se usan en lugar de un revestidor completo para reducir costos, mejorar la hidráulica durante la profundización del pozo, para permitir el uso de una tubería de producción de mayor diámetro por encima del tope de la camisa y consecuentemente obtener el máximo potencial del pozo y ocasionalmente en pozos profundos, debido a limitaciones del equipo por cargas tensionales (Figura 2.10).

Esta sarta normalmente se cementa sobre toda su longitud para garantizar el sello con la sarta de revestimiento anterior. De acuerdo a su función se le clasifica en: camisa de perforación, si se utiliza para aislar zonas problemáticas y en camisa de producción, si se coloca a través del intervalo productivo del pozo. ^[5]

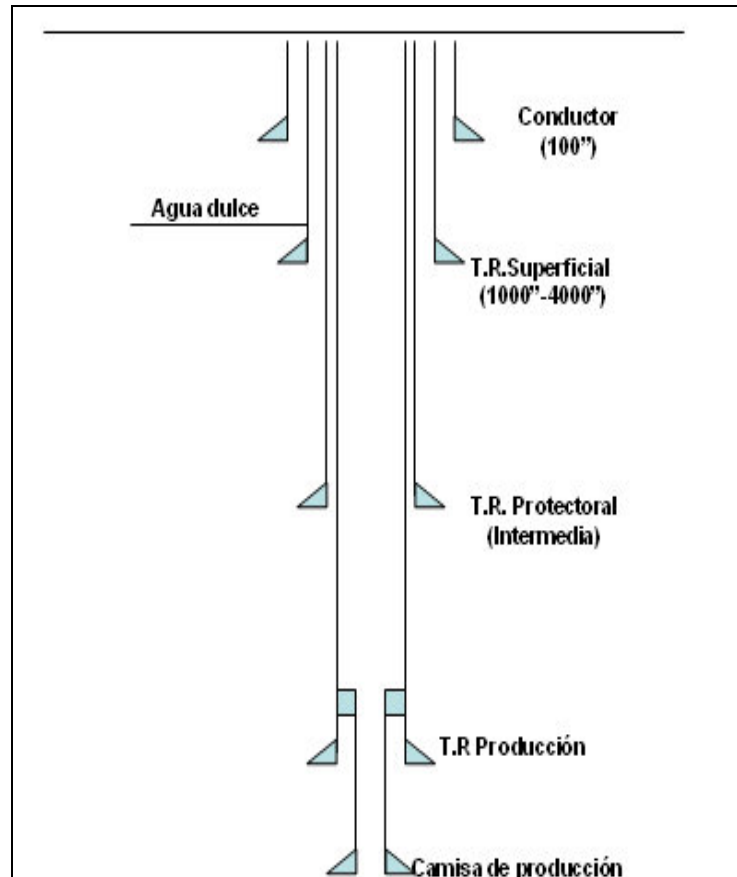


Fig. N° 2.10 Revestidores que se pueden asentar en un pozo ^[5]

2.11 Hidráulica

La hidráulica en la perforación de pozos petroleros tiene que ver con la manera en que el flujo de fluidos crea y utiliza presiones durante el proceso de perforación, con el fin de hacer una distribución de las pérdidas de presión y un aprovechamiento

máximo de las mismas para optimizar el avance y minimizar los gastos, incrementando con esto las ganancias de la industria.

Una vez determinadas las propiedades reológicas, los cálculos de hidráulica son realizados para determinar el efecto que este fluido en particular tendrá sobre las presiones del sistema. Las presiones críticas son la presión total del sistema (presión de bombeo), la pérdida de presión a través de la mecha y la pérdida de presión anular (convertida en ECD); las mismas tienen relación directa con las condiciones de operación de los equipos de perforación. Las presiones nominales de las camisas de las bombas así como también el número de bombas, limitan al sistema a una presión máxima permisible; la cual a su vez impone un límite teórico sobre el caudal a utilizar, independientemente de las condiciones del pozo a perforar. ^[10]

2.11.1 Factores que afectan la velocidad de perforación:

- ✓ Tamaño de la mecha.
- ✓ Tipo de mecha.
- ✓ Características de la mecha.
- ✓ Tipo y resistencia de la formación.
- ✓ Aspectos hidráulicos de la mecha. ^[11]

2.11.2 Factores a considerar en la hidráulica

- ✓ **Rasgo de diseño de la mecha:** Se refiere a las características de la mecha; modelo, material del cual está hecha la misma, diseño de las boquillas entre otros.

- ✓ **Sistema de lodo:** La densidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación influyen directamente sobre las caídas de presión y la hidráulica; por ello es sumamente importante mantener un constante monitoreo de las mismas.

- ✓ **Formación:** La dureza y el tipo de roca a perforar es un factor determinante en el diseño de la mecha y de la hidráulica a utilizar.

- ✓ **Bombas:** Referido a las características y condiciones de operación de bomba; eficiencia, emboladas por minuto, volumen máximo, diámetro del pistón entre otras.

- ✓ **Diámetros:** Los diámetros de la sarta, equipos de fondo, mecha, hoyo y cualquier variación que afecte los volúmenes de circulación, velocidad en la tubería, y velocidad anular. Las variaciones de diámetro en el recorrido del lodo producen caídas de presión adicionales, disminución del caudal de lodo y aumento de la presión en esa etapa.

- ✓ **Caídas de Presión:** A lo largo de todo el sistema de circulación; desde que el fluido sale de la bomba ($P_{\text{máx}}$) hasta que sale por la boca del pozo ($P_{\text{mín}}$).^[5]

- ✓ **Densidad equivalente de circulación (DEC):** es el peso del lodo durante la circulación, influenciado por la presión de bombeo y las pérdidas de presión por fricción.

2.12 Pérdidas de Presión en el Sistema de Circulación

Como ya se sabe, el sistema de circulación consta de varios componentes o intervalos y la sumatoria de las pérdidas de presión en cada uno de esos intervalos constituye la pérdida de presión total del sistema. Es importante destacar que cada intervalo puede

dividirse a su vez en cualquier número de subintervalos; los cuales representan una caída de presión individual que debe tomarse en cuenta en la sumatoria.

El sistema de circulación consta de las siguientes etapas:

- 1.) **Equipos superficiales:** Las pérdidas de presión superficiales comprenden las pérdidas entre el manómetro del tubo vertical y la tubería de perforación; esto incluye todos los componentes al usar la mesa rotaria o el sistema top drive.

- 2.) **Columna de perforación:** La pérdida de presión en la columna de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión de todos los intervalos de la misma (estarán afectados por el diámetro de cada intervalo), incluyendo la tubería de perforación, los portamechas, y las herramientas de fondo. Se toma en cuenta el factor de fricción.

- 3.) **Mecha:** Representada por la pérdida de presión por fricción en las toberas o jets de la mecha.

- 4.) **Espacio anular:** La pérdida total de presión en el espacio anular es la suma de todas las pérdidas de presión en dicho espacio, calculadas separadamente. Los intervalos anulares son divididos por cada cambio en la distancia entre diámetro exterior de la columna de perforación y diámetro interior de la tubería de revestimiento o pozo abierto (cada cambio en el diámetro hidráulico). También se toma en cuenta el factor de fricción, igual que en la columna de perforación.

Tabla N° 2.1 Pérdida de Presión en el anular^[9]

Case	Standpipe	Hose	Swivel, etc.	Kelly	Eq. Length 3.826-in. ID
1	40 ft long, 3-in. ID	45 ft long, 2-in. ID	20 ft long, 2-in. ID	40 ft long, 2.25-in. ID	2,600 ft
2	40 ft long, 3.5-in. ID	55 ft long, 2.5-in. ID	25 ft long, 2.5-in. ID	40 ft long, 3.25-in. ID	946 ft
3	45 ft long, 4-in. ID	55 ft long, 3-in. ID	25 ft long, 2.5-in. ID	40 ft long, 3.25-in. ID	610 ft
4	45 ft long, 4-in. ID	55 ft long, 3-in. ID	30 ft long, 3-in. ID	40 ft long, 4-in. ID	424 ft

2.13 Criterios de Diseño Hidráulico

El diseño de la hidráulica de la mecha permite seleccionar la tasa de flujo óptima y el correspondiente tamaño de los jets, para maximizar los siguientes parámetros:

- ✓ Potencia hidráulica de la mecha.
- ✓ Fuerza de impacto.
- ✓ Velocidad en los jets.

Existen dos criterios de diseño para la optimización de la hidráulica: el criterio de máxima Potencia Hidráulica y el Criterio de Máxima Fuerza de Impacto.

2.13.1 Máxima Potencia Hidráulica

Este criterio se basa en la teoría que gastando la máxima energía disponible en la mecha, se tiene una mayor limpieza del fondo del pozo y consecuentemente, una tasa de penetración máxima. La potencia hidráulica es útil en la mecha porque crea fuerte turbulencia en el lodo. El fluido que sale de los jets viaja muy rápido, y la turbulencia resultante es usada para sacar los ripios fuera de la cara de la formación.

La máxima potencia hidráulica en la mecha (para condiciones de operación de presión de descarga constante), se obtiene a una tasa de circulación que produzca una pérdida por fricción del 35 % en el sistema de circulación y una caída de presión de 65 % en la mecha. Cuando se optimiza la potencia hidráulica se varía la velocidad de bomba y el tamaño de los jets, para obtener una simple combinación de P_m y Q que genere la máxima potencia hidráulica a la mecha para una máxima presión de superficie dada. La ecuación de la potencia hidráulica esta definida de la siguiente manera:

$$PH = P_m \times Q / 1,714$$

(Ec. 2.10)

Donde:

PH= Potencia hidráulica (hp).

Q=Tasa de flujo (gpm).

P_m =Caída de presión en la mecha (lbs/in²).

2.13.2 Máxima Fuerza de Impacto

Este criterio se basa en la teoría que el ripio es removido más eficientemente cuando se maximiza la fuerza de impacto del fluido contra la formación. La Fuerza de impacto de los jets, definida en unidades de libras fuerza lb-f, es una medida de la fuerza que el fluido emplearía sobre la formación si éste impactará directamente en la roca sin perder ninguna energía entre el orificio de los jets y la cara de la formación.

El máximo impacto hidráulico se obtiene a una tasa de circulación que produzca una pérdida por fricción de 52 % en el sistema de circulación y una caída de presión de 48 % en mecha. La fuerza de impacto es una función de la tasa de flujo, caída de presión y peso del lodo y está definida en la siguiente ecuación:

$$FI = 0,0173 \times Q \times P_m \times W$$

(Ec. 2.11)

Donde:

Q=Tasa de flujo (gpm).

P_m= Caída de presión en la mecha (lbs/in²).

W=Peso del lodo (lpg).^[9]

2.14 Optimización de la Hidráulica

La optimización de la hidráulica es el uso eficiente y racional de la energía o presión de bomba necesaria para hacer circular el lodo a través de todo sistema de circulación, con el fin de obtener una apropiada remoción del ripio y consecuentemente, mejorar la tasa de penetración de la mecha. El objetivo principal de este proceso, es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la densidad equivalente de circulación (ECD) y la caída de presión a través de la mecha.

Las presiones de circulación y por consiguiente el caudal, están directamente relacionadas con la geometría del pozo y los materiales tubulares utilizados, incluyendo el equipo especial del conjunto de fondo (BHA), así como también se relacionan con la densidad y las propiedades reológicas del fluido, ya que son los parámetros que afectan la eficacia hidráulica. Si se supone que la densidad del fluido es mantenida a un nivel mínimo seguro para el control y la estabilidad del pozo, entonces la optimización de la hidráulica depende de las propiedades reológicas del fluido y del caudal.

En los cálculos de hidráulica es necesaria la utilización los siguientes parámetros, los cuales son imprescindibles a la hora empezar la optimización:

- ✓ Velocidad media de propagación en el medio.
- ✓ Número de Reynolds.
- ✓ Velocidad crítica.^[12]

2.14.1 Lineamientos para el análisis hidráulico

✓ *Pérdidas de presión en la mecha (APb).*

Este parámetro permite obtener la presión circulante total que se consume en la mecha.

$$P_M = \frac{156 * Q^2 * W}{(d^1 + d^2 + d^3)} * 56 * Q^2 * W \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

Pm= Caída de presión de la mecha, Lpc.

W= Densidad del lodo, lpg.

Q=Tasa de flujo, gpm.

d_{1,2,3}= Diámetros de los Jets, pulg.

✓ *Caballaje de fuerza hidráulica en la mecha (PHm)*

Es el total de caballos de fuerza hidráulica disponible en la mecha. Los caballos de fuerza hidráulica son una medida del trabajo que se realiza el fluido al moverse.

✓ *Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada del área de la mecha (HSI)*

Convierte el total de los caballos de fuerza hidráulica de la mecha y los distribuye por pulgadas cuadradas de la cara de la arena. Un intervalo general de **HSI** para la perforación optimizada es 2,0 a 6,0 *PHm/pulg²*.^[9]

Tabla N° 2.2 Rango de HSI de acuerdo al diámetro de la mecha ^[5]

Diametro de la Mecha	Rango de la Tasa de flujo (gpm)	Rango de HSI (HHP/pulg ²)
4½" - 4¾"	115-150	1,5-2,5
5 7/8" - 6 1/8"	160-220	1,5-3,0
6½" - 6¾"	180-250	2,0-3,0
7 7/8"	250-300	2,5-3,5
8 3/8" - 8¾"	300-420	2,5-4,0
9½" - 9 7/8"	370-550	2,5-4,5
10 5/8" - 11"	410-600	2,5-5,0
12¼"	510-700	2,5-6,0
13 ¾" - 14 ¾"	650-1.000	2,5-6,1
17½"	750-1.200	2,5-6,2
26"	1.100-1.300	2,5-6,3

Tabla 2.3 Rango de HSI de acuerdo a la tasa de penetración ^[5]

Tasa de penetracion (pie/hora)	HSI (HHP/pulg ²)
≥100	≥5,0
70-100	4,0-6,0
50-70	2,8-4,0
30-50	2,5-2,8
≤30	2,0-2,05

✓ *Área total de flujo (pulg²)*

El área total de flujo (TFA de su nomenclatura inglesa "Total Flow Area") es la suma de las secciones transversales de los orificios de descarga de las boquillas. Mientras más grande sea el número y tamaño de las boquillas de la mecha, más grande es el

TFA. Para cada régimen de flujo, el aumento del TFA disminuye la velocidad del fluido que descargan las boquillas. Naturalmente, el efecto contrario es igualmente válido. Todos los orificios de descarga de boquillas se miden a incrementos de 1/32 pulgadas y cada mecha se suministra con un cuadro que indica el TFA resultante para cada configuración de boquillas. [5]

✓ ***Velocidad de los chorros, toberas ó jets (Vj)***

Es la velocidad a la cual se mueve el fluido a través de las boquillas de la mecha. Se recomiendan velocidades de boquilla entre 250 y 450 pies/seg como valores aceptables para la mayoría las operaciones de perforación.

✓ ***Fuerza de impacto (FI)***

Proporciona el total de la fuerza en libras que se ejerce en la cara de la formación, al hacer circular el fluido a través de las boquillas de la mecha. En la mayoría de las operaciones de perforación se maximiza la fuerza de impacto cuando el 50 % de la presión superficial se consume en la mecha.

✓ ***Fuerza de impacto por pulgada cuadrada del área de la mecha (FI/pulg²)***

Convierte la fuerza total de impacto en la fuerza disponible por pulgada cuadrada del área la cara de la arena. Éste es un parámetro muy importante ya que podría contribuir significativamente con el mejoramiento de la tasa de penetración.

✓ ***Porcentaje de la pérdida de presión en la pecha (% ΔP_m)***

Proporciona el porcentaje de la presión total superficial que se consume en la mecha. Éste es el parámetro complementario de ΔP_b (% pérdida de presión de la total).

✓ ***Caballaje hidráulico total del sistema de circulación***

Es el caballaje hidráulico total que se consume en todo el sistema circulante; utiliza como criterio de comparación la eficiencia del programa hidráulico. [9]

✓ ***Caudal óptimo***

Es la tasa de bombeo que produce el máximo impacto en el fondo para alcanzar una máxima eficiencia de penetración de la mecha, sin generar problemas con la densidad equivalente de circulación y las condiciones de operación de los equipos. Esta limitado por $Q_{mín}$ y $Q_{máx}$.

➤ **Caudal mínimo ($Q_{mín}$)**: es aquel por debajo del cual no debe operar la bomba, para mantener una velocidad mínima de ascenso del fluido en el espacio anular, a fin de garantizar una limpieza eficiente del hoyo.

➤ **Caudal máximo ($Q_{máx}$)**: Es el caudal máximo que puede manejar el sistema, por encima del cual no se pueden llevar a cabo las operaciones de perforación. Depende de lo siguiente:

- 1.) Condiciones máximas de operación de la bomba.
- 2.) Problemas de erosión del hoyo (Consolidación de la formación).
- 3.) Densidad equivalente de circulación.

Ecuación usada para la determinación del caudal óptimo:

$$Q_{opt} = \frac{Q \times \Delta p_{c opt}^{0,538}}{\Delta p_c}$$

(Ec.2.13)

Donde:

Q_{opt} = caudal óptimo, gpm

ΔP_{copt} = caída de presión óptima.

ΔP_c = caída de presión para un valor cualquiera de Q , entre Q_{min} y Q_{max} .

De acuerdo al criterio de diseño hidráulico requerido se usará:

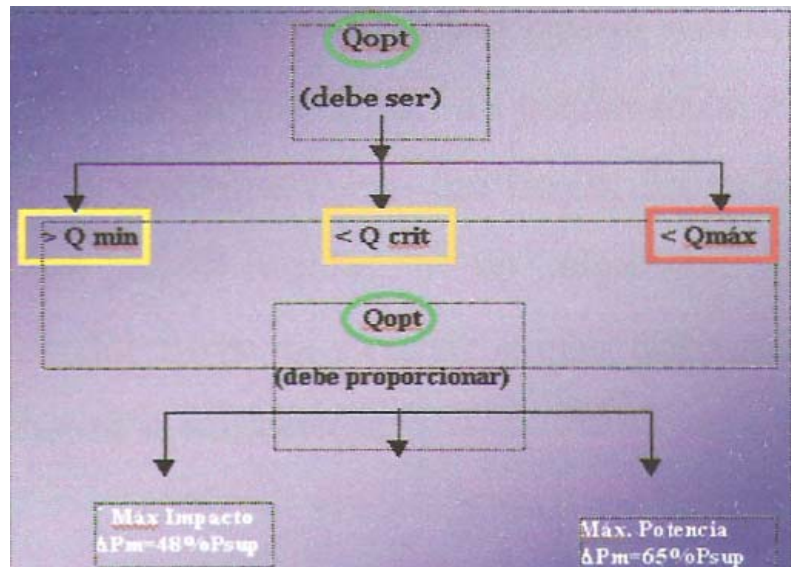


Fig. N° 2.11 Condiciones de selección del modelo hidráulico de acuerdo a la tasa de flujo ^[5]

La experiencia de campo ha establecido un rango de operación de tasas de bombeo, y se tiene que el Q_{min} para limpiar el hoyo es de 30 GPM/pulg del diámetro del hoyo y el Q_{max} es de 60 GPM/pulg del diámetro del hoyo aproximadamente. ^[7]

✓ *Volumen total de ripios y porcentaje de volumen de ripios levantados*

En cuanto a la limpieza del hoyo, se tiene que al perforar se genera una cantidad determinada (volumen total) de recortes, la cual deber ser removida con éxito con el fin de evitar pegas mecánicas por la formación de camas de ripios. El porcentaje de

ripios levantados y llevados a la superficie debe ser el más alto posible, de modo que el volumen residual no supere el 2 %; evitando así la reperfusión de los mismos.

2.15 Cálculos de Hidráulica en la Mecha

La mecha está ubicada en el extremo inferior de la sarta de perforación, y al girar bajo el peso de ésta y del ensamblaje de fondo, tiene la función de romper o raspar la roca que está por debajo de ella; ésta es una función de gran importancia dentro de la perforación, por lo tanto es necesario determinar además de la pérdida de presión en la mecha, parámetros imprescindibles en la optimización del rendimiento de la perforación como lo son:

✓ *Potencia hidráulica*

- ✚ Total del sistema.
- ✚ En la mecha.
- ✚ Por pulg² de la cara de la arena

✓ *Fuerza de impacto hidráulica*

- ✚ Total del sistema.
- ✚ Por pulg² de la cara de la arena.

✓ *Velocidad de los jets*

2.16 Optimización de la Hidráulica en la Mecha

La hidráulica de la mecha puede ser optimizada tomando en cuenta cada uno de los parámetros que en ella se determinan (fuerza de impacto, potencia hidráulica, potencia hidráulica por pulg², o la velocidad de tobera). En general, el objetivo es usar de 50 (Criterio de Máxima Fuerza de Impacto) a 65 % (Criterio de Máxima

Potencia Hidráulica) de la presión máxima admisible de circulación en la mecha; con el fin de optimizar el sistema con alguno de los dos criterios ya sea para aumentar la tasa de penetración o para mejorar la limpieza; todo con el fin de disminuir los costos. La optimización también se verá influenciada por la consolidación de la formación a perforar; puesto que de esto depende si se requiere mayor fuerza de impacto contra la roca (formaciones duras) o mayor potencia hidráulica para remover el ripio más eficientemente (formaciones blandas).^[9]

2.17 Acarreo de Ripios

El acarreo de ripios o limpieza de hoyo consiste en vencer la caída por gravedad de los ripios generados en la perforación con la corriente ascendente del fluido en el espacio anular.

Los elementos que determinan la limpieza del hoyo son:

- Reología del fluido de perforación.
- Tamaño de la partícula.
- Gravedad específica de la partícula.
- Hidráulica.

La importancia de la limpieza del hoyo es indiscutible, y de hecho es una de las funciones más importantes del fluido de perforación.

Una limpieza pobre en el hoyo podría ocasionar los siguientes problemas:

- Torque y arrastre en la sarta.
- Reducción de la tasa de penetración.
- Atascamiento de tubería.
- Dificultad en la corrida de revestidores.

Los ripios, por la acción de la gravedad, tienden a caer en el fondo del hoyo. La velocidad de caída de los ripios se denomina **velocidad de asentamiento**. Por otra parte, el fluido tiene una velocidad ascendente en el espacio anular que está determinada por el caudal y por el área transversal, la cual se denomina **velocidad anular**. Al contraponer estas velocidades, se logra un efecto de transporte del ripio hacia la superficie. Este efecto está asociado a un tiempo de viaje del ripio y mientras menor sea ese tiempo, mayor será la limpieza del hoyo.

La tasa de penetración está directamente asociada a la generación de ripios en el hoyo; cuanto mayor es la tasa, mas ripios se generan y cuesta más sacarlos por lo que se necesita un caudal más elevado además de una reología y una hidráulica adecuada.

Relación de Transporte:

$$Rt = \left(1 - \left(\frac{Vs}{Va} \right) \right) * 100 \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

Vs: Es la velocidad de asentamiento de los ripios (Pies/seg).

Va: Es la velocidad del fluido por el espacio anular (Pies/seg).

Rt > 50 % eficiente remoción de ripios. ^[8]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Este capítulo describe la metodología aplicada para garantizar el cumplimiento y el alcance de los objetivos propuestos, con el fin de llevar a cabo la investigación (Figura 3.1). De esta manera se toman en cuenta distintas técnicas necesarias para lograr cada una de las etapas establecidas, las mismas se describen a continuación:

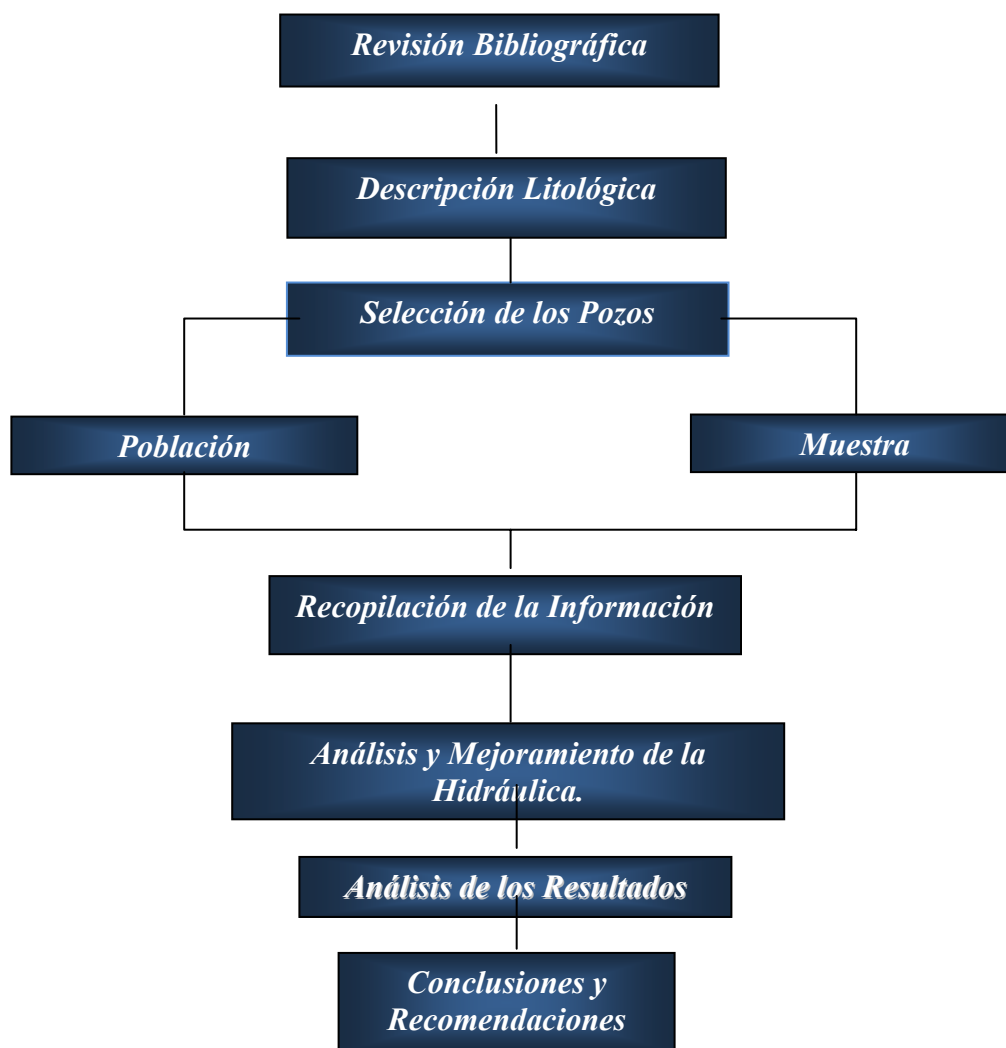


Fig. N° 3.1 Metodología de la Investigación

3.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa se consultó material bibliográfico usado como apoyo para llevar a cabo este proyecto, mejorando con ésta el manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados; entre dicho material se encuentran importantes manuales creados por distintas empresas relacionadas con la perforación de pozos petroleros, publicaciones, papers, revistas, tesis de grado y páginas de algunas empresas de servicios accesibles mediante internet. La revisión bibliográfica se empleó de igual manera en la descripción de la litología del área en estudio, así como también se obtuvo información estratigráfica y petrofísica muy útil a la hora de llevar a cabo el mejoramiento de la hidráulica.

3.2 Descripción de la Litología

Se llevó a cabo gracias a recopilación de información litológica y estratigráfica de los campos en estudio. Se realizaron entrevistas al personal del departamento de geología de la gerencia de yacimientos de PDVSA Gas Anaco; adicionalmente se hizo una revisión de archivos de dicho departamento con el fin de complementar la información.

Con la información obtenida, se pudo observar la gran similitud que existe entre la estratigrafía de los Campos Zapatos y Mata R, así como también se observó que las características litológicas son prácticamente iguales para ambos campos, lo que indica que la formación de los estratos se llevó a cabo bajo las mismas condiciones. El parecido es tan evidente que a menudo son considerados un solo campo; con la diferencia de que los topes y las bases de los estratos del Campo Zapatos se encuentran un poco más profundos (Figura 3.2).

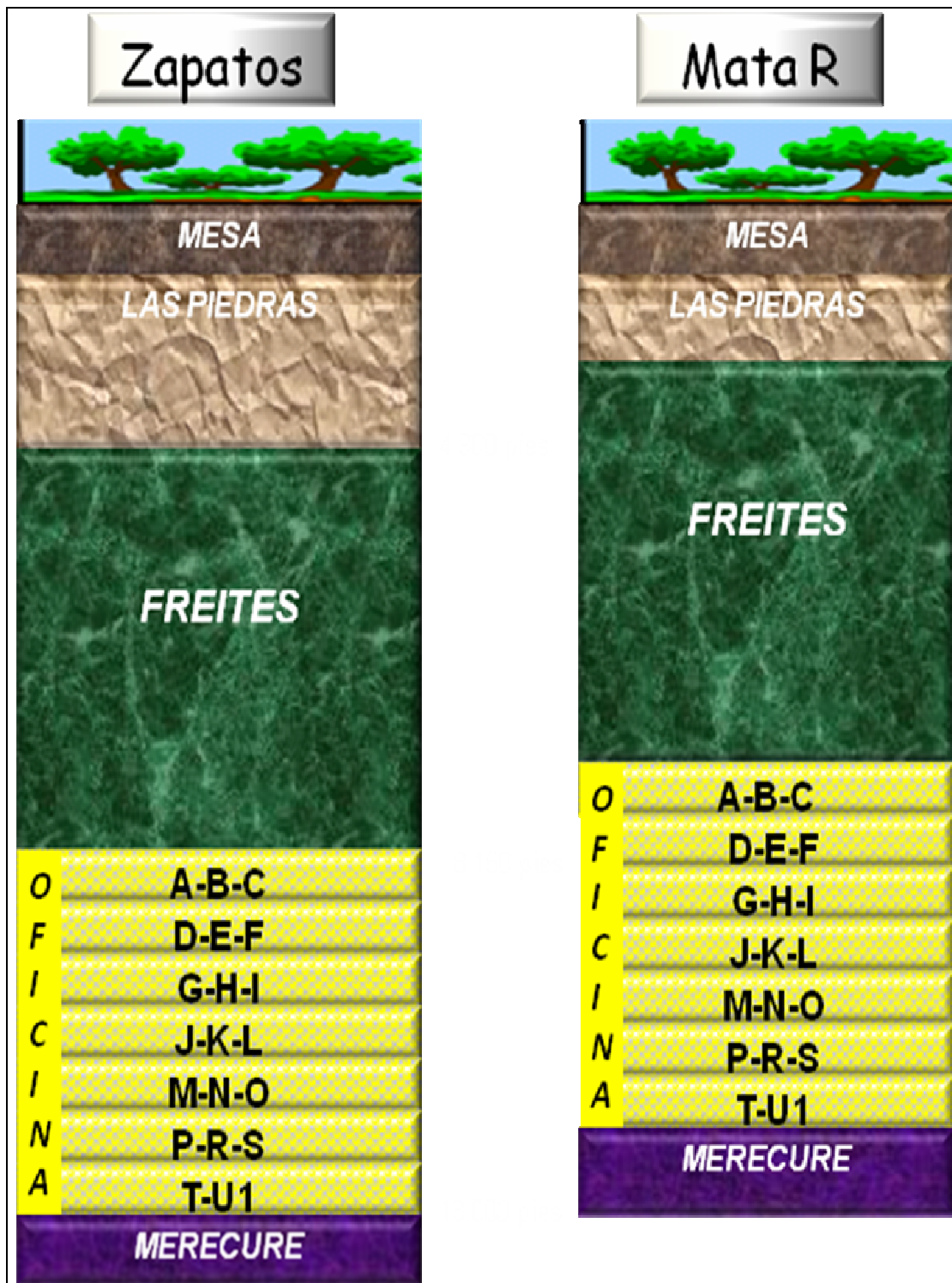


Fig. N° 3.2 Estratigrafía de los campos Zapatos-Mata R

3.3 Selección de los Pozos

3.3.1 Población

Tamayo y Tamayo (1992) en su libro Metodología de la Investigación acota que:

“Una población está determinada por sus características definitorias. Por lo tanto, el conjunto de elementos que posea esta característica se denomina población o universo. La población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de población poseen una característica común, la que se estudia y da origen a los datos de la investigación”.

En este trabajo se toman en cuenta pozos que han sido perforados en los campos Zapatos y Mata R pertenecientes al Área Mayor Oficina. Para la determinación de la población de la investigación se establecieron los siguientes criterios:

- 1.) Pozos verticales y direccionales.
- 2.) Pozos perforados entre el año 2002 y el año 2008.

Tabla N° 3.1 Población de la Investigación.

<i>Campo</i>	<i>Fecha</i>	<i>N° de pozos</i>	<i>Pozos por Campo</i>	<i>Total</i>	<i>Población</i>
<i>Zapatos</i>	Antes del 2006	105	114	230 Pozos	44 Pozos
	Después del 2006	9			
<i>Mata R</i>	Antes del 2002	81	116		
	Después del 2002	35			

3.3.2 Muestra

Estadísticamente la muestra es una parte de la población, o sea, un número de individuos u objetos seleccionados científicamente, cada uno de los cuales representa un elemento del universo. Se obtiene con la finalidad de investigar, a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de la población. El problema que se puede presentar con la muestra, es garantizar que la misma sea representativa de la población, que sea precisa y que al mismo tiempo contenga el mínimo de sesgo posible.

Tomando en cuenta la información requerida por el simulador WELLPLAN® y la información disponible, se llega a una muestra final, la cual es representativa de la población estudiada, precisa y suficiente para llevar a cabo la investigación.

Tabla N° 3.2 Selección de la Muestra del Campo Mata R

<i>Campo Mata R</i>											
	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>	<i>MVR</i>
	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>109</i>	<i>117</i>	<i>124</i>	<i>128</i>	<i>136</i>	<i>137</i>	<i>138</i>	<i>140</i>
<i>Generales</i>	Si	si	si	si	si	si	si	si	Si	si	si
<i>Bombas</i>	Si	si	si	si	si	si	si	si	Si	si	si
<i>Fluido</i>	Si	si	si	si	si	si	si	si	Si	si	si
<i>Sarta</i>	Si	si	si	si	si	no	no	si	Si	no	si
<i>Mecha</i>	Si	si	si	si	no	si	no	si	si	si	Si
<i>Revestidor</i>	Si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	Si
<i>Surveys</i>	Si	si	si	si	no	si	si	si	si	si	Si
<i>Presiones de formación</i>	Si	si	si	si	si	no	si	si	si	si	Si

Tabla N° 3.3 Muestra de la Investigación Campo Mata R

<i>Campo Mata R</i>						
<i>Pozos</i>	<i>Localización</i>	<i>Geometría</i>	<i>Md(ft)</i>	<i>Tvd (ft)</i>	<i>Año</i>	<i>Días</i>
<i>MVR 106</i>	AZ-G	Inclinado	11.700	11.405,58	2.002	85
<i>MVR 107</i>	AZ-H	Horizontal	12.939	10.982,00	2.002-2.003	119
<i>MVR 108</i>	AZ-I	Vertical	12.710	12.691,37	2.003	76
<i>MVR 109</i>	AZ-K	Vertical	12.856	12.820,51	2.003	66
<i>MVR 136</i>	BA-S	Tipo S	12.542	12.299,50	2.007	60
<i>MVR 137</i>	BB-A	Horizontal	12.580	11.190,00	2.007-2.008	185
<i>MVR 140</i>	BA-U	Tipo S	12.410	12.336,00	2.008	73

Tabla N° 3.4 Selección de la Muestra del Campo Zapatos

<i>Campo Zapatos</i>											
	<i>ZM</i>	<i>ZG</i>	<i>ZM</i>	<i>ZG</i>	<i>ZG</i>	<i>ZG</i>	<i>ZM</i>	<i>ZM</i>	<i>ZG</i>	<i>ZM</i>	<i>ZM</i>
	<i>344</i>	<i>345</i>	<i>346</i>	<i>347</i>	<i>348</i>	<i>349</i>	<i>350</i>	<i>351</i>	<i>309</i>	<i>345</i>	<i>348</i>
<i>Generales</i>	si	si	si	si	Si	si	si	si	si	si	si
<i>Bombas</i>	no	si	si	si	Si	si	si	si	si	si	si
<i>Fluido</i>	no	si	si	si	Si	si	si	si	si	no	si
<i>Sarta</i>	no	si	si	si	Si	si	si	si	no	si	si
<i>Mecha</i>	si	si	si	si	Si	si	si	no	no	si	si
<i>Revestidor</i>	si	si	si	si	Si	si	si	si	no	si	si
<i>Surveys</i>	si	si	si	si	Si	si	si	si	si	no	si
<i>Presiones de Formación</i>	si	si	si	si	Si	si	si	si	si	no	si

Tabla N° 3.5 Muestra de la Investigación Campo Zapatos

<i>Campo Zapatos</i>						
<i>Pozos</i>	<i>Localización</i>	<i>Geometría</i>	<i>Md(ft)</i>	<i>Tvd (ft)</i>	<i>Año</i>	<i>Días</i>
<i>ZM-346</i>	BA-F	Vertical	12.790	12.790	2.002-2.003	64
<i>ZG-345</i>	BA-Q	Vertical	12.999	12.988	2.007	66.7
<i>ZG-347</i>	BA-P	Tipo S	13.418	13.278	2.007	76
<i>ZG-348</i>	BB-B	Horizontal	14.048	12.702	2.007-2.008	197
<i>ZG-349</i>	BB-D	Vertical	13.245	13.247	2.007	68
<i>ZM-350</i>	BB-M	Vertical	13.720	13.708	2.007-2.008	112

3.4 Recopilación de la Información

Consiste en la búsqueda y recopilación de información precisa y requerida por el simulador WELLPLAN®; tomando en cuenta variables de interés como parámetros hidráulicos, datos del fluido y ensamblaje de fondo (BHA) utilizado durante la perforación de los pozos seleccionados. Esta información fue ubicada gracias a la utilización del DIMS y a la revisión de reportes finales de cada pozo y de sus respectivas fichas técnicas. También se contó con el apoyo de algunas de las gerencias del Distrito Social Anaco.

3.4.1 Drilling Information Management System (DIMS)

Es un sistema corporativo de reporte de operaciones que es extensamente usado en la industria, éste consiste en una base de datos totalmente integrada que permite la comunicación de datos de ingeniería durante la perforación, completación y servicios a pozos, facilitando así el control de la gestión y la toma de decisiones.

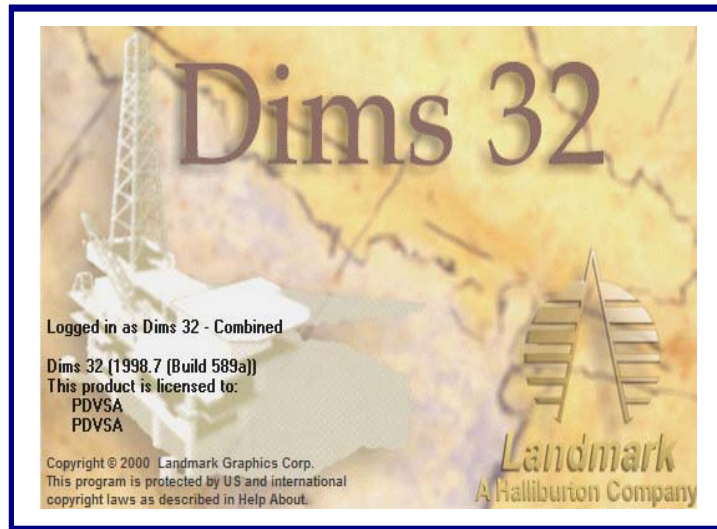


Fig. N° 3.3 Sistema de Manejo de Información de Perforación (DIMS)

3.4.2 Carpetas de pozos

Son carpetas que recopilan toda la información relacionada con el pozo, como: información general, construcción, completación, registros, tiempos de perforación, entre otros.

3.4.3 Reportes finales

Son archivos construidos con cada uno de los reportes semanales hechos durante la construcción del pozo; y posee información detallada de cada uno de los eventos ocurridos durante la misma. De los reportes finales se obtienen los ensamblajes de

fondo, información sobre revestidores, así como también datos del fluido de perforación utilizado durante la construcción de cada fase, siendo ésta la principal herramienta de recolección de datos.

3.4.4 Fichas técnicas

Son archivos que se crean para la planificación de cada pozo; comprenden tres fases:

- 1.) **Fase de ingeniería básica** (*presupuesto*): planificación en la cual se estiman presupuestos y se hacen ciertas recomendaciones para la construcción de pozo.
- 2.) **Fase de ingeniería de detalle** (*programa*): es la fase donde se lleva a cabo una programación detallada de la construcción del pozo.
- 3.) **Fase de ingeniería operacional** (*ejecución*): fase que se construye con datos reales de operación a medida que se va desarrollando la perforación del pozo.

3.4.5 Gerencias del Distrito Social Anaco

El survey o datos de variación de la desviación con respecto a la profundidad vertical verdadera, se obtuvo gracias a la colaboración de la Gerencia del Dato, específicamente al personal del Departamento de Manejo del Dato; así como también se contó con el apoyo de la Gerencia de Desarrollo Gas, Superintendencia VCD, en particular del grupo de estabilidad de hoyo para la obtención de las de presiones de poros y gradientes de fractura necesaria para llevar a cabo el análisis.

3.5 Análisis y Mejoramiento de la Hidráulica

Se llevó a cabo un análisis cualitativo puesto que los datos obtenidos fueron analizados para estudiar la naturaleza de los mismos de forma lógica y crítica,

cotejando los datos relacionados entre si y evaluando la fiabilidad de cada información. En esta etapa se utilizó el simulador WELLPLAN®, con el cual fue posible realizar cierta cantidad de sensibilizaciones de los parámetros influyentes en la hidráulica utilizada en la perforación de cada pozo en particular; con lo que se alcanzó un notable mejoramiento de la misma.

El simulador utilizado; WELLPLAN® es propiedad de la empresa Landmark, y constituye una herramienta de gran utilidad durante el diseño y la planificación de cada una de las etapas operacionales de la perforación de pozos.

3.5.1 Pasos para el mejoramiento de la hidráulica:

- 1.) Definir cuáles de los parámetros operacionales influyen directamente sobre la hidráulica obtenida en cada uno de los casos estudiados, para luego proceder a la sensibilización de los mismos e intentar mejorarla.
- 2.) Los primeros parámetros a variar son el caudal (gpm) y el área total de flujo (pulg²), puesto que inciden directamente sobre la caída de presión en la mecha, la velocidad de los jets y la potencia hidráulica por pulgada cuadrada de la cara de la formación por lo que afectan directamente la limpieza del hoyo.
- 3.) También se pueden hacer sensibilizaciones a la densidad y a las propiedades del fluido con el fin de optimizar pérdidas de presión así como también mejorar limpieza y suspensión.
- 4.) Al haber mejorado los parámetros hidráulicos, se procede a variar la tasa de penetración con el fin de observar la posibilidad de recomendar un aumento de la tasa de penetración sin sacrificar la estabilidad del hoyo y la limpieza del mismo.

En el diagrama del ahorro (Figura 3.3), se aprecia de manera simplificada el análisis de la hidráulica, incluyendo el objetivo del mismo que es disminuir costos e incrementar ganancias. Como se puede observar, el diagrama está representado de principio a fin; pasando por cada una de las etapas necesarias para llevar a cabo el mejoramiento.

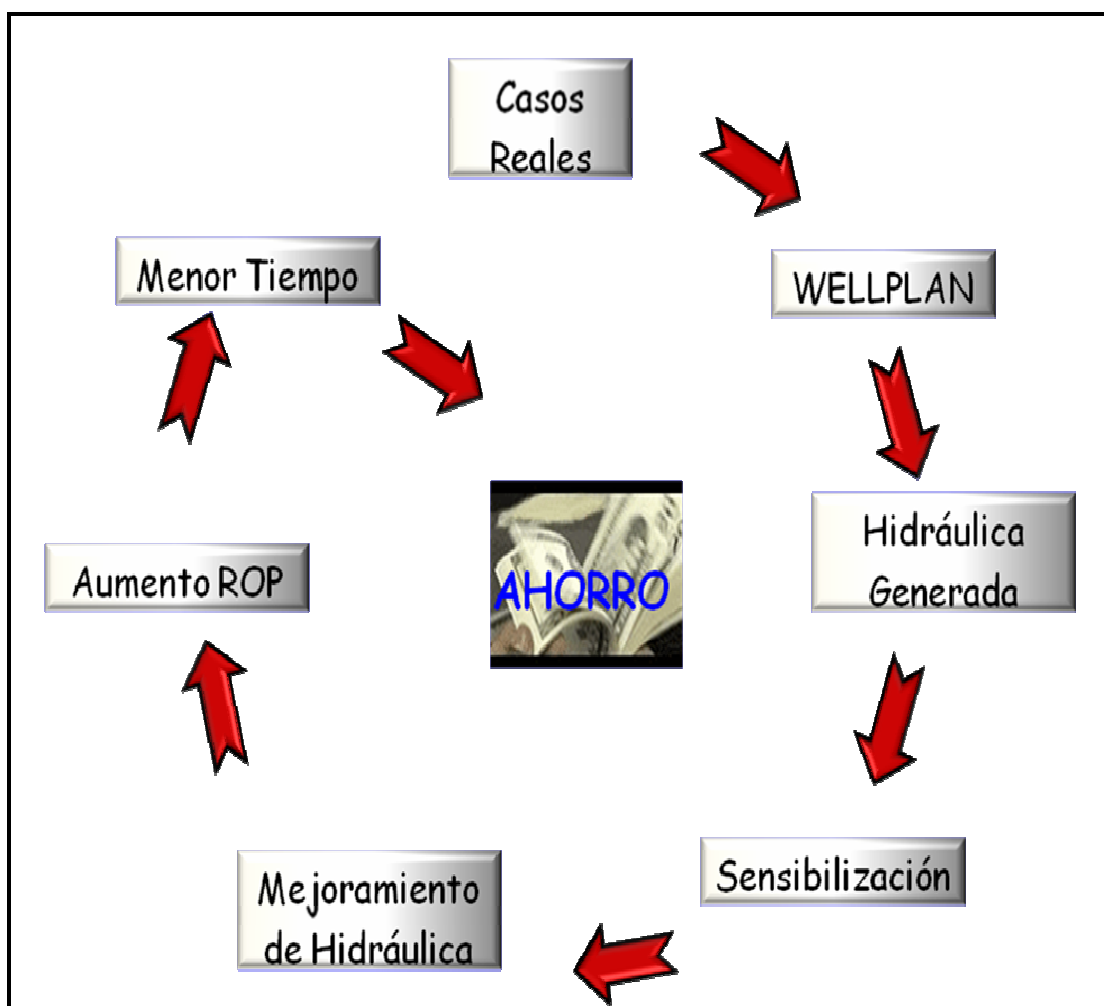


Fig. N° 3.4 Diagrama de Ahorro por Mejoramiento de la Hidráulica en la Perforación de Pozos

3.6 Creación de una Base de Datos con Parámetros Operacionales Óptimos, Recomendados para las Perforaciones Futuras en los Campos Zapatos-Mata R

Una vez desarrollados los objetivos de la investigación, los resultados se presentaron en forma escrita utilizando herramientas como: tablas, gráficos de barras, gráficos en coordenadas cartesianas y formatos de hojas de cálculos.

Con el fin de tener una mejor comprensión del proceso estudiado, se creó una base de datos que servirá de apoyo en la planificación y construcción de pozos en los campos mencionados y que podrá ser utilizada como complemento en estudios relacionados con el tema. Dicho alcance fue posible gracias a la aplicación de dos procedimientos sencillos.

El primer procedimiento consistió en hacer un promedio de los resultados de cada pozo, cuyo valor se aproximó a un número entero (excepto para el TFA) y se estableció un margen de diferencia por encima y por debajo de dicho valor. El segundo procedimiento aplicado es el método de la regresión lineal; el cual consiste en graficar los parámetros operacionales resultantes del análisis (caudal, área total de flujo y tasa de penetración) en función del ángulo de inclinación de cada uno de los pozos estudiados en ambos campos, lo que generó una serie de puntos para cada sección; luego se realizó el ajuste con una recta promedio, cuya ecuación permite determinar los parámetros adecuados que garantizan una perforación menos costosa e igualmente segura.

En algunos casos se hizo necesaria la división de las secciones en dos intervalos de acuerdo al ángulo de inclinación para facilitar el análisis y la comprensión de los resultados.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los pozos perforados en los Campos Zapatos-Mata R del Área Mayor de Oficina perteneciente al Distrito Social Anaco, son construidos en tres o cuatro fases o secciones definidas por la profundidad de asentamiento del revestidor y el diámetro de la mecha utilizada en cada una de ellas: hoyo de superficie (sección de 17 ½” con la zapata asentada a 2.000` aproximadamente), hoyo intermedio (sección de 12 ¼” ; zapata asentada entre 8.000 y 11.000` dependiendo del tipo de pozo), hoyo de producción (sección de 8 ½” el asentamiento del revestidor depende de la profundidad del objetivo) y una última sección de 5 7/8” cuyo asentamiento dependerá de los requerimientos del pozo; y que sólo se construye en la culminación de pozos horizontales para los cuales dicha sección representa el hoyo productor.

Debido a la poca compactación de la formación atravesada (Mesa –Las Piedras para el caso de Zapatos-Mata R); la sección de 17 ½” se perfora con una tasa controlada que oscila entre 50 y 80 pies/hr, para evitar la alta acumulación de ripios en las líneas superficiales y el frecuente taponamiento de las mismas. También se cuenta con valores promedio para el caudal entre 800 y 900 gpm y un TFA por encima de 1,3 pulg².

Por las razones planteadas en el párrafo anterior, se sabe que la fase de 17 ½” ya cuenta con parámetros propuestos, por lo que dicha sección no se tomó en cuenta en el desarrollo de este proyecto; por lo tanto, el mismo se enfocó en la sensibilización de parámetros operacionales para mejorar la hidráulica generada, con el fin de aumentar las tasas de penetración y disminuir costos en la perforación de las fases intermedia y productora de los campos mencionados.

4.1 Campo Mata R

4.1.1 Pozo Inclinado: MVR 106

Haciendo un ajuste del caudal utilizado y disminuyendo el TFA se mejora de manera considerable la hidráulica generada (Tabla N° 1); puesto que los valores de fuerza de impacto y potencia hidráulica aumentan, así como también aumentan las pérdidas de presión en la mecha y la velocidad de salida del fluido en los jets de la misma, ejerciendo una mayor fuerza de impacto por pulgada cuadrada contra la cara de la formación, lo que permite aumentar considerablemente la ROP en más del 40% de su valor original; disminuyendo con ésto, el tiempo de la perforación de pozos con estas características y por consiguiente los costos de la misma.

Todo esto se puede llevar a cabo manteniendo un control adecuado del pozo; ya que se garantiza una buena limpieza en cada una de las secciones estudiadas; pues como se observa (Figuras 4.6, 4.12 y 4.18), no se genera cama de ripios porque todos los recortes son suspendidos y arrastrados por el flujo. Aparte se garantiza el flujo laminar (Figuras 4.4, 4.10 y 4.16) y una densidad equivalente de circulación aceptable y segura en todo el hoyo ya que la misma se ubicó siempre entre la presión de poros y el gradiente de fractura de cada una de las formaciones atravesadas.

Debido al ángulo de inclinación alcanzado en este pozo, se hace necesario dividir el hoyo intermedio o sección de 12 ¼" en dos intervalos puesto que para ángulos mayores de 25° se tuvo que aumentar un poco más el caudal debido a la dificultad de remoción de ripios en la zona de máxima curvatura; lo cual se llevó a cabo sin problemas por lo que tales valores de parámetros operacionales garantizan una perforación hidráulicamente segura.

Tabla N° 4.1 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 106

MVR 106						
<i>Parámetros Operacionales</i>						
<i>Sección</i>	<i>12 ¼"</i>		<i>12 ¼"</i>		<i>8 ½"</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	8.606 - 9.228		9.228- 11.030		11.030-11.700	
<i>Ángulo Inc Máx. (°)</i>	12,5		34		44	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	600	650	500	680	429	450
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,778	0,667	0,773	0,672	0,561	0,561
<i>Nº y Diam/32pulg Jets</i>	6*13	3*11,3*13	7*12	3*10,4*12	3*12,3*10	3*12,3*10
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	1,2	1,7	14,5	0,82	1,28	0,277
<i>%Total vol ripios susp</i>	1,2	1,7	1	0,82	1,28	0,277
<i>Cama de ripios (pulg)</i>	0	0	2,5	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	492	510	710	560	440	320
<i>Gpm máx Bomba</i>	880	700	750	695	700	700
<i>Hidráulica Generada</i>						
<i>Pp mecha(psi)</i>	24,41	31,10	22,02	35,12	21,73	36,8
<i>FI mecha(psi)</i>	815,5	1115,4	575	1125,2	382,2	467,8
<i>PH mecha(HP)</i>	203,3	351,1	120,2	357,6	73,6	115,7
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,7	3	1	3,2	1,3	2,4
<i>VJets(pies/seg)</i>	247,5	312,5	207,5	315,4	191,1	237,3
<i>ROP(pies/hr)</i>	49	80	37,1	82,5	5,8	19

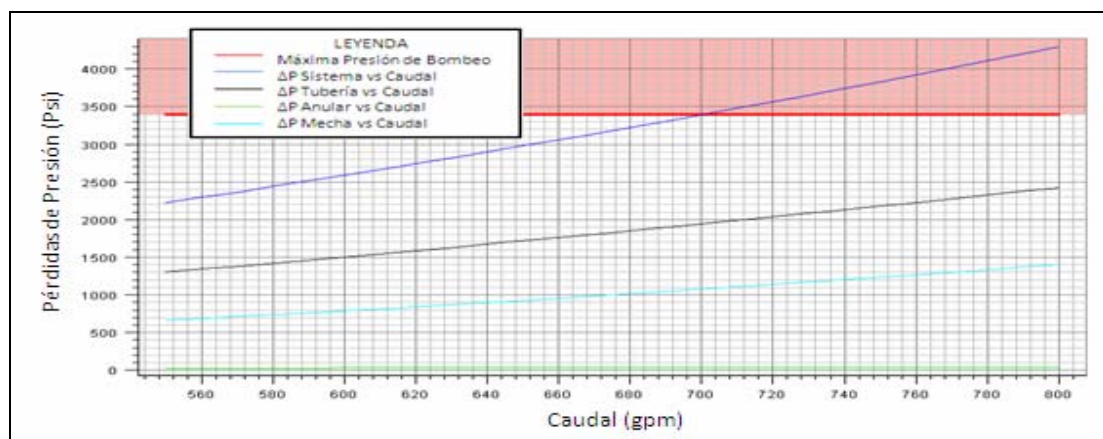


Fig. 4.1 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 12 ¼" (12,5°)

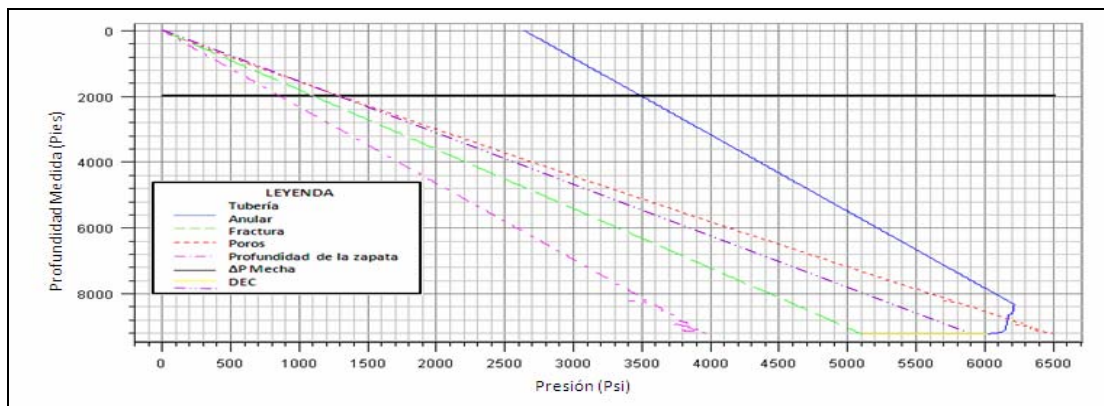


Fig. 4.2 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 12 1/4" (12,5°)

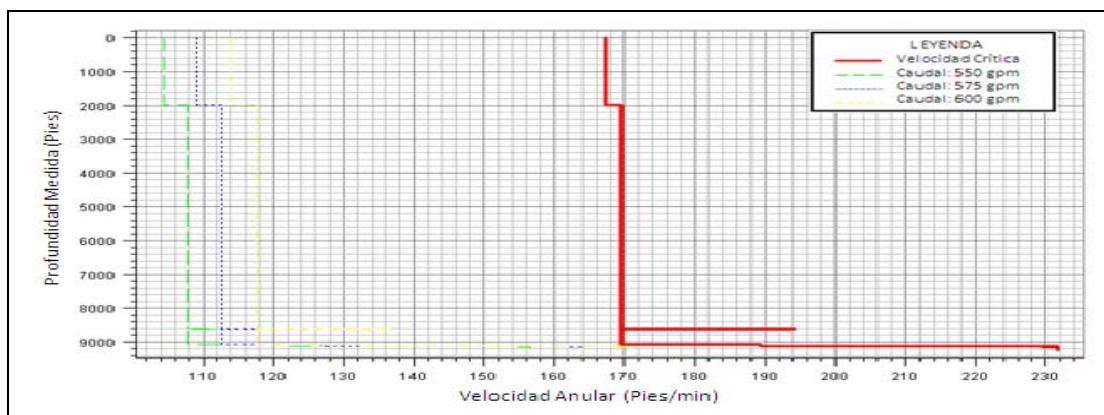


Fig. 4.3 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 1/4" (12,5°) (Caso base)

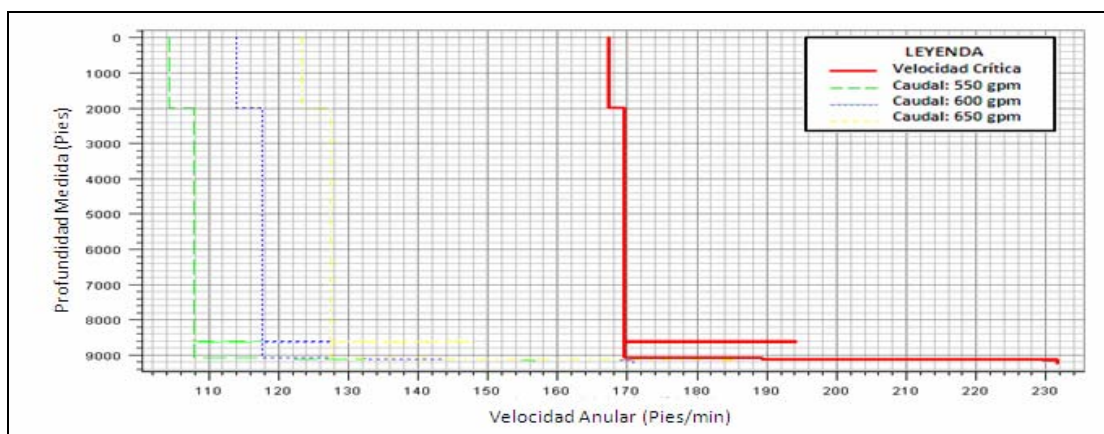


Fig. 4.4 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 1/4" (12,5°) (Caso Mejorado)

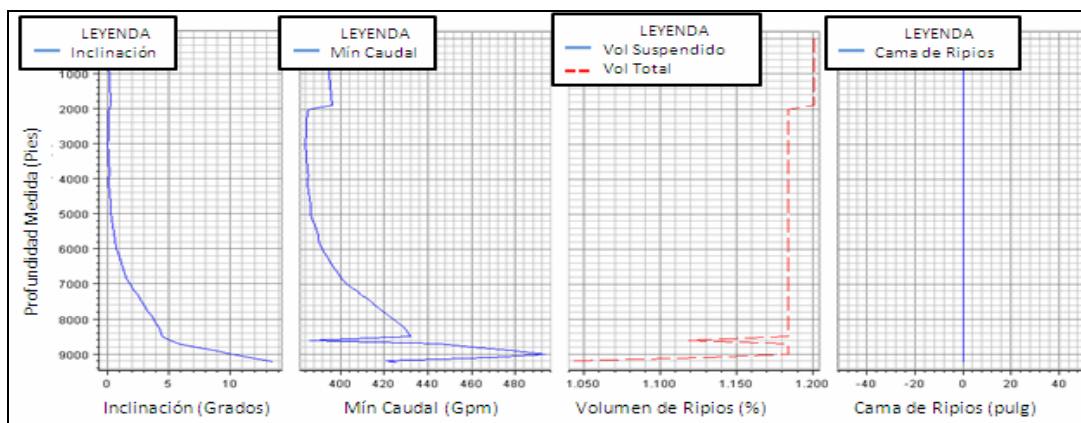


Fig. 4.5 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5°) (Caso base)

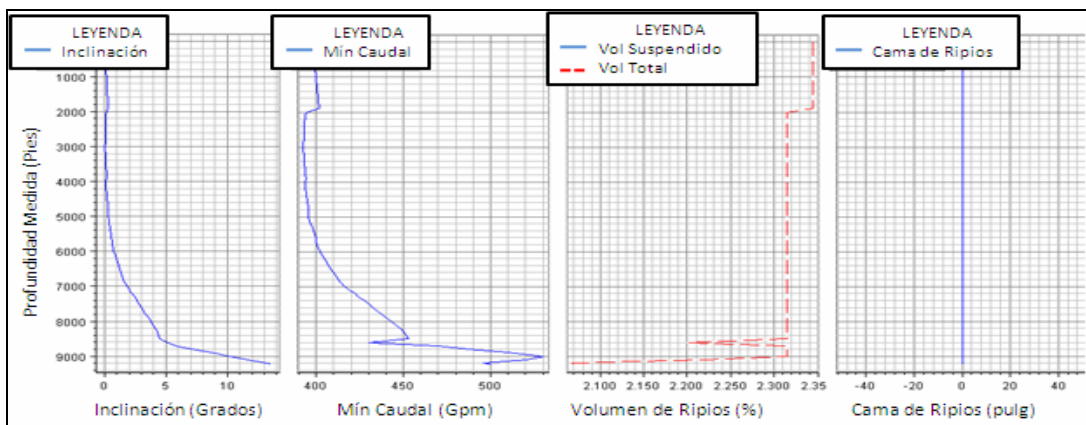


Fig. 4.6 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (12,5) (Caso Mejorado)

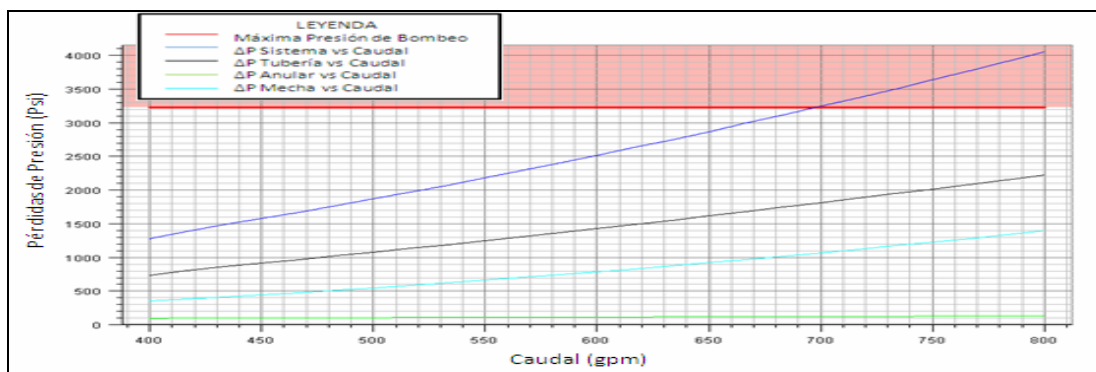


Fig. 4.7 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 12 ¼” (34°)

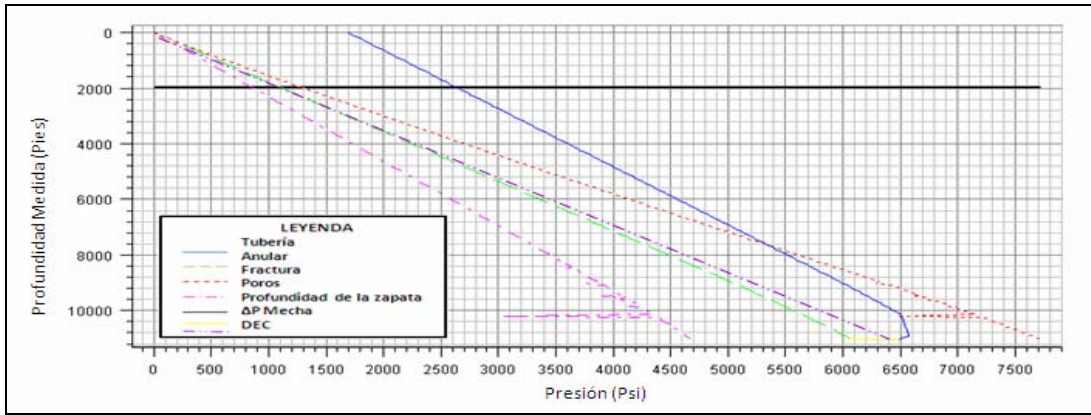


Fig. 4.8 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 12 1/4” (34°)

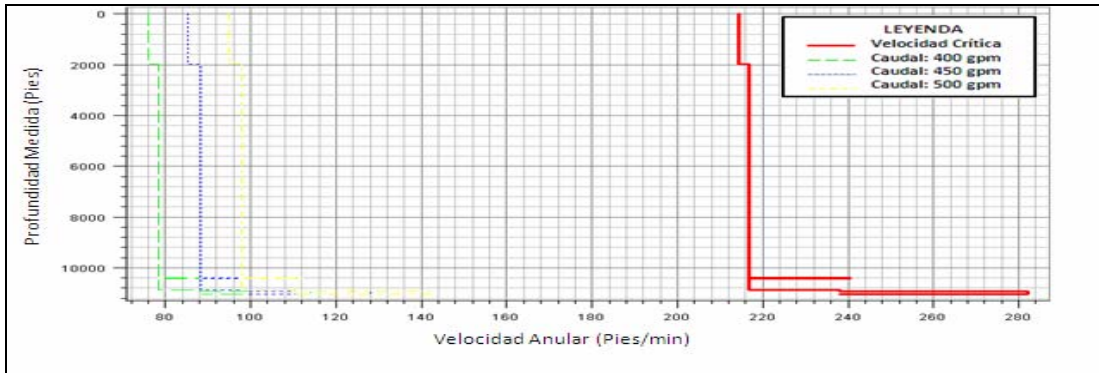


Fig. 4.9 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 1/4” (34°) (Caso base)

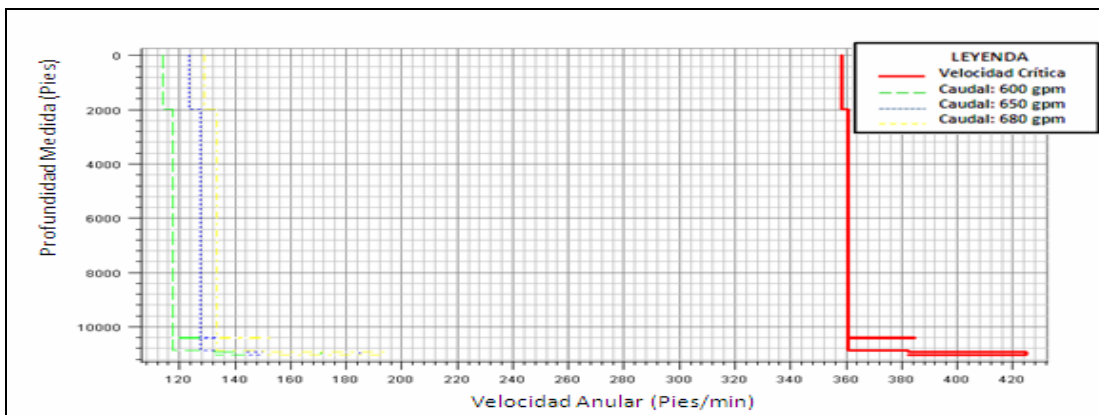


Fig. 4.10 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 12 1/4” (34°) (Caso Mejorado)

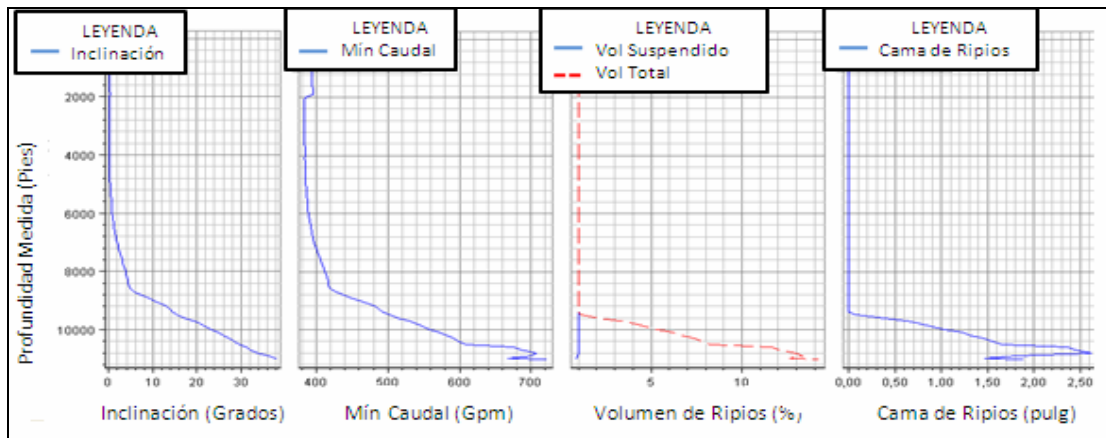


Fig. 4.11 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso base)

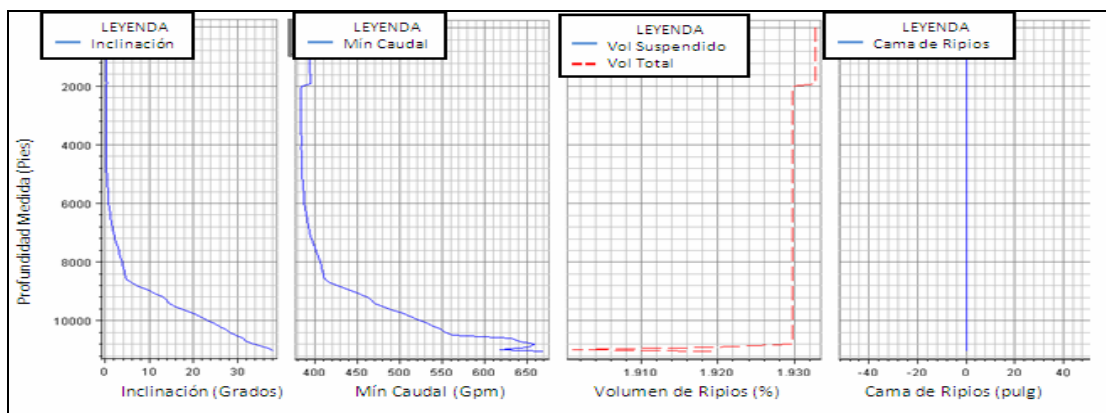


Fig. 4.12 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 12 ¼” (34°) (Caso Mejorado)

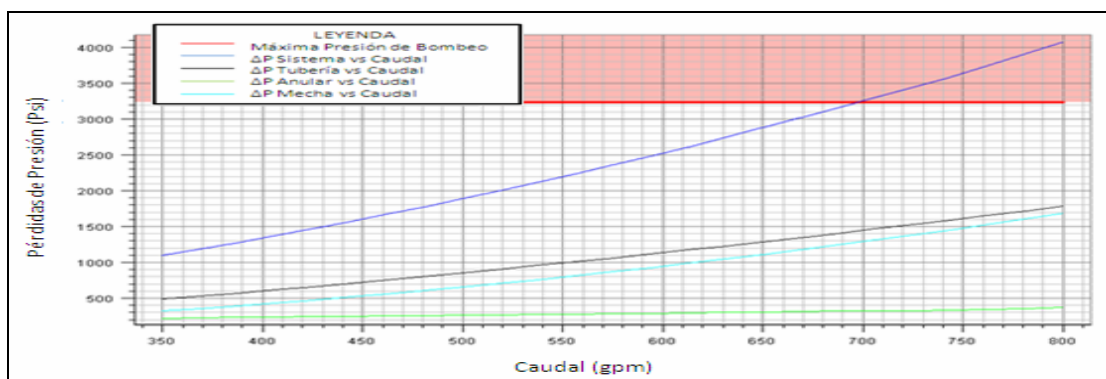


Fig. 4.13 Caída de Presión vs Caudal MVR 106: Sección 8 ½” (44°)

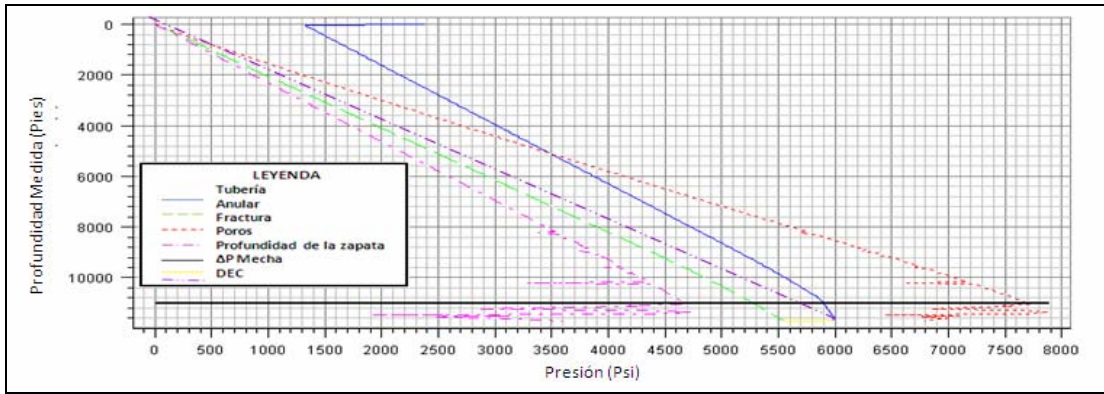


Fig. 4.14 Profundidad vs Presión MVR 106: Sección 8 ½” (44°)

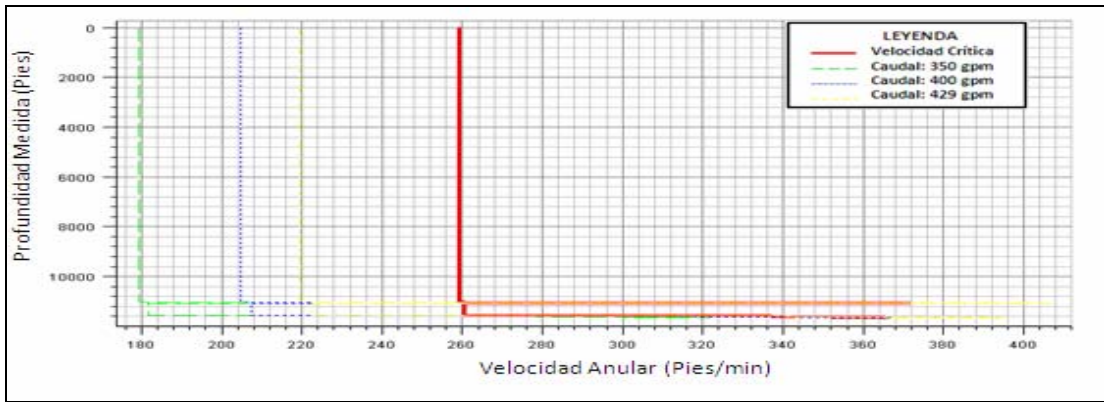


Fig. 4.15 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 8 ½” (44°) (Caso base)

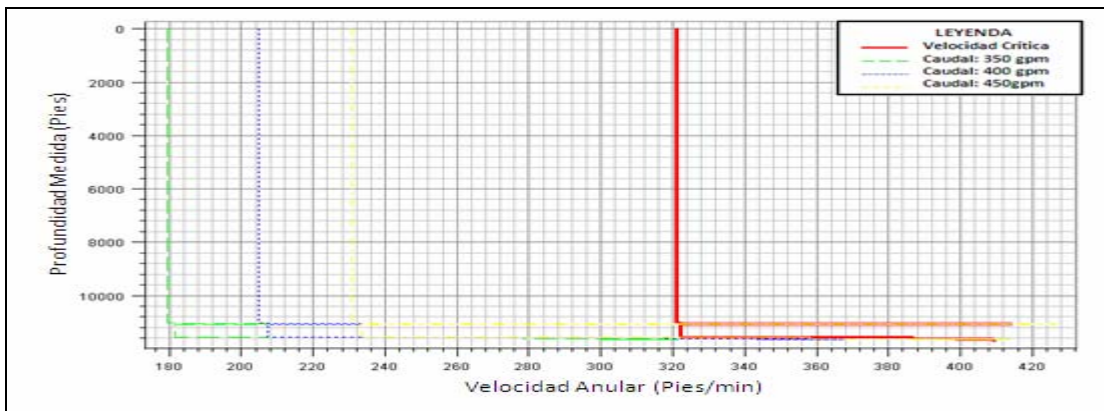


Fig. 4.16 Profundidad vs Velocidad Anular MVR 106: Sección 8 ½” (44°) (Caso Mejorado)

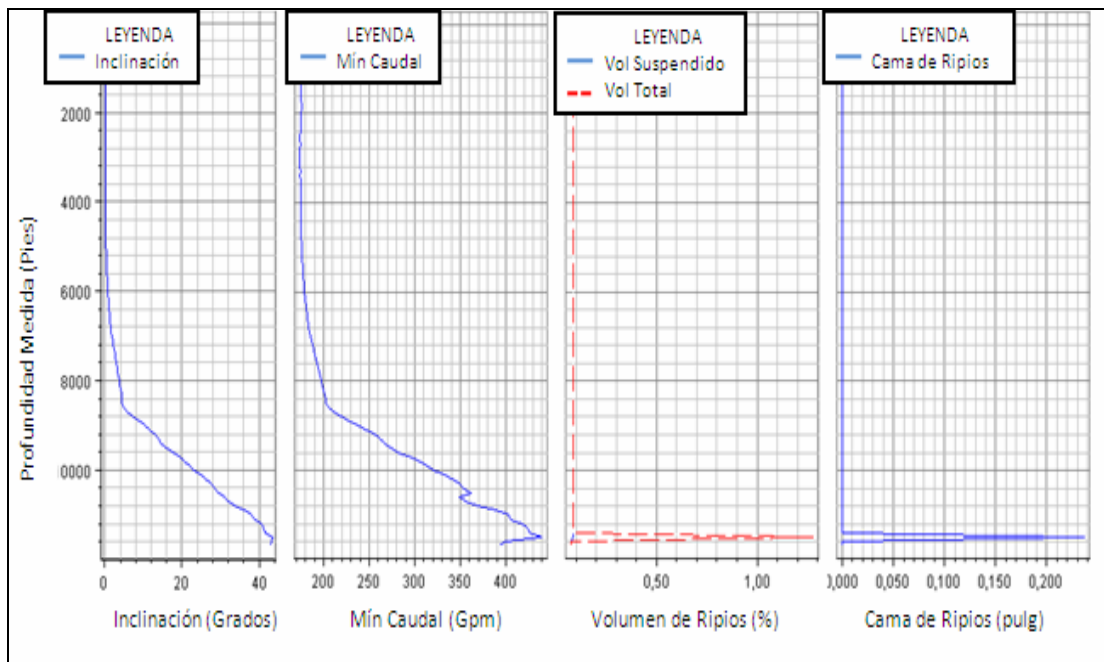


Fig. 4.17 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106: Sección 8 ½" (44°) (Caso base)

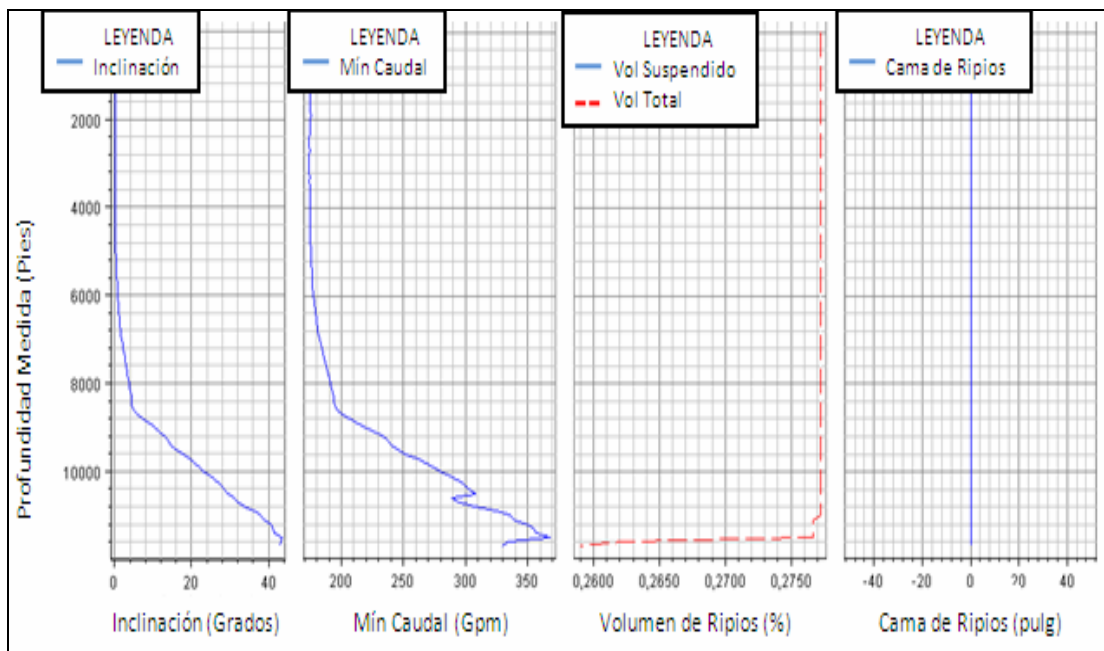


Fig. 4.18 Profundidad vs Limpieza de Hoyo MVR 106 Sección 8 ½" (44°) (Caso Mejorado)

4.1.2 Pozos Horizontales: MVR 107 y MVR 137

4.1.2.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼")

Para el pozo MVR 107 se contaba con una buena ROP y una limpieza adecuada (Apéndice F) por lo que se disminuyeron el caudal y área total de flujo con el fin de aumentar el impacto contra la cara de la formación y los parámetros hidráulicos generados (Tabla 4.2) y remover el ripio más eficientemente a la hora de aumentar en una pequeña proporción la tasa de penetración.

En el MVR 137 se aumentó la tasa de bombeo, así como también se hizo una disminución bastante considerable del área total de flujo, mejorando en más de un 50% la hidráulica generada; sin embargo, la tasa de penetración solo pudo aumentarse hasta 85 pies/hr puesto que a valores mayores a éste se estaría generando un volumen apreciable de ripios en el fondo, generando una posible cama, lo cual es totalmente contraproducente pues podría dar lugar a una pega de tubería si no se aplican las prácticas operacionales adecuadas. Esta cama de ripios es propensa a formarse entre los 8000 y los 10500' puesto que esta es una sección vertical negativa (Apéndice B) lo cual agrega complejidad a la geometría del hoyo.

Con lo señalado en el párrafo anterior se corrobora la dependencia del caudal con respecto a la inclinación y la dirección del pozo, sin embargo y a pesar de lo expuesto es posible aumentar la ROP gracias a el mejoramiento de la hidráulica generada en ambos pozos (Tabla 4.2); la cual beneficia la limpieza del hoyo, así como también se tiene control de las presiones de formación puesto que la ECD generada se encuentra entre las mismas. Se mantiene el régimen turbulento en el fondo y el laminar hacia la parte superior del pozo garantizando la adecuada remoción del ripio.

Tabla N° 4.2 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137 Sec 12 ¼"

	MVR 107		MVR 137	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>12 ¼"</i>		<i>12 ¼"</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.702-8.017		2.008-10.053	
<i>Ángulo Inc Máx. (°)</i>	<i>1,3</i>		<i>25</i>	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	663	630	640	675
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,777	0,672	1,135	0,667
<i>N° y Diam/32pulg jets</i>	6*13	4*13,2*10	4*15,2*13,2*11	3*11,3*13
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	2,9	2,84	1,12	1,7
<i>%Total vol ripios susp</i>	2,9	2,84	1,12	1,7
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	480	478	630	670
<i>Gpm máx Bomba</i>	765	730	790	695
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	27,67	33,79	14,97	34,20
<i>FI mecha(psi)</i>	967,5	1093,1	707,6	1339,1
<i>PH mecha(HP)</i>	266,6	344,1	128,9	437,8
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	2,3	2,9	1,1	3,7
<i>VJets (pies/seg)</i>	273,5	312,88	180,9	324,5
<i>ROP(pies/hr)</i>	112,4	120	51,8	85

4.1.2.2 Hoyo Piloto (Sección de 8 ½")

Los casos base de cada pozo presentan una adecuada limpieza (Apéndice F), sin embargo los parámetros hidráulicos empleados son muy bajos; el HSI por ejemplo, está muy por debajo del rango recomendado (entre 2,5 y 5 psi/pulg²), por lo que se procedió a sensibilizar parámetros clave como lo son caudal y TFA. Se disminuye el caudal puesto que se consideró que los valores utilizados durante la construcción de dichas secciones estaban muy altos en proporción con la cantidad de ripios generados con la tasa de penetración alcanzada, que a su vez estaba bastante baja. Por otro lado se disminuye el TFA con el propósito de aumentar velocidad de salida de los jets o

“jeteo” y la fuerza de impacto por pulgada cuadrada de cara de formación, para de esta manera contribuir con el mejoramiento de ROP apoyado por una adecuada limpieza. Se mantiene el tipo de flujo en el espacio anular de cada uno de los pozos; laminar para el MVR 107 y turbulento para el MVR 137 el cual no representa ningún problema de socavamiento y erosión de las paredes del hoyo ya que se estaría operando con una tasa de bombeo menor a la del caso base (Tabla N° 4.3).

Tabla N° 4.3 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137

Hoyo Piloto Sec. 8 ½”

	MVR 107		MVR 137	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	8 ½”		8 ½”	
<i>Intervalo (pies)</i>	8.017-11.732		10.053-12.060	
<i>Ángulo Inc. Máx. (°)</i>	76		64	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	508	455	476	450
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,75	0,578	0,854	0,578
<i>Nº y Diam/32pulg jets</i>	7*10,7*12	3*12,2*10,1*11	4*12,2*13,2*10	3*12,2*10,1*11
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Turbulento	Turbulento
<i>%Total vol ripios</i>	0,04	0,255	1,75	0,259
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,04	0,255	1,75	0,259
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	425	440	435	435
<i>Gpm máx Bomba</i>	700	678	790	695
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	14	26	17,91	31,81
<i>FI mecha(psi)</i>	481,7	627,3	480,4	635,2
<i>PH mecha(HP)</i>	110,1	162,8	86,5	159,9
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,8	2,9	1,5	2,8
<i>VJets(pies/seg)</i>	180,5	257,7	178,7	250
<i>ROP(pies/hr)</i>	7,37	17	14,5	17

4.1.2.3 Side Track (Sección de 8 ½")

Aumentando el caudal y disminuyendo el TFA, se logra mejorar la hidráulica en más de un 30% con respecto a los bajos valores originales (Tabla N° 4.4); el HSI también aumenta; permitiendo alcanzar una ROP entre 18 y 20 pies/hr, garantizando la limpieza del hoyo, ya que la velocidad anular es mayor a la velocidad de caída del ripio; con lo que el transporte éstos es efectivo, y está apoyado por el flujo turbulento. Se tiene un control de la ECD y un control efectivo del pozo (Apéndice F).

Tabla N° 4.4 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137

Side Track Sec. 8 ½"

	MVR 107		MVR 137	
Parámetros Operacionales				
<i>Sección</i>	8 ½"		8 ½"	
<i>Intervalo (pies)</i>	9.040-11.970		10.120-11.960	
<i>Ángulo Inc Máx. (°)</i>	84		64	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	464	470	422	450
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,75	0,685	0,831	0,578
<i>N° y Diam/32pulg jets</i>	3*10,3*15	4*10,3*11	4*12,4*13	3*12,2*10,1*11
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	0,044	0,254	1,45	0,259
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,044	0,254	0,1	0,259
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0,24	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	440	440	430	430
<i>Gpm máx Bomba</i>	680	630	670	630
Hidráulica Generada				
<i>Pp mecha(psi)</i>	17,39	25,22	20,31	31,63
<i>FI mecha(psi)</i>	478,5	562,4	490,5	641
<i>PH mecha(HP)</i>	95,9	138,8	125,2	161,4
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,7	2,4	1,3	2,8
<i>VJets(pies/seg)</i>	199,1	244	180,9	250
<i>ROP(pies/hr)</i>	3,1	17,5	13,1	18

4.1.2.4 Hoyo de producción (Sección de 5 7/8")

Se ajustan los parámetros operacionales (Caudal y TFA) dentro de las condiciones permitidas por las bombas y equipos de subsuelo; garantizando la vida útil de los mismos a la vez que se mejora la hidráulica generada (Tabla 4.5); que aunque en muy poca proporción, es suficiente para aumentar ROP y disminuir tiempo de perforación, minimizando costos. Se tiene control de la limpieza y de la ECD, se mantiene el flujo laminar y el HSI alcanzado está dentro del rango óptimo establecido (Apéndice F).

Tabla N° 4.5 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 107 y MVR 137 Sec. 5 7/8"

	MVR 107		MVR 137	
Parámetros Operacionales				
Sección	5 7/8"		5 7/8"	
Intervalo (pies)	11.970-12.939		11.960-12.780	
Ángulo Inc Max. (°)	89		86	
Caso	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
Caudal(gpm)	225	270	280	260
Tfa(pulg²)	0,46	0,46	0,579	0,46
N° y Diam/32pulg jets	6*10	6*10	3*9,2*16	6*10
Tipo de flujo	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
%Total vol ripios	13	0,18	0,618	1,375
%Total vol ripios susp	1	0,18	0,618	1,375
Cama de ripios(pulg)	0,92	0	0	0
Gpm mín limpieza	298	298	255	255
Gpm máx Bomba	380	380	420	408
Hidráulica Generada				
Pp mecha(psi)	12	15,77	10,2	15,06
FI mecha(psi)	151	371,4	193,5	350,7
PH mecha(HP)	24	91,18	30,2	79,4
HSI (HP/pulg²)	1,2	3,4	1,1	2,9
VJets(pies/seg)	156,9	245,4	155,1	224,9
ROP(pies/hr)	4,4	14	4,6	14

4.1.3 Pozos Tipo S: MVR 136 y MVR 140

4.1.3.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼")

Originalmente se tiene una buena limpieza y un control adecuado para ambos pozos; sin embargo las tasas de penetración empleadas son bastante mejorables por lo que se procede a aumentar un poco el caudal y se disminuye el área total de flujo incrementando en gran manera los valores hidráulicos generados (Tabla 4.4); permitiendo perforar esta fase con mayor rapidez y disminuyendo con esto el tiempo y los costos de la perforación de la misma.

En el pozo continúa predominando el régimen de flujo laminar y la DEC se sigue manteniendo en un valor seguro entre las presiones de poros y fractura, por lo que no se corre riesgo de erosionar ni de fracturar las formaciones atravesadas. Las velocidades de salida en los jets de la mecha están por encima de los 250 pies/seg lo que hace que estos valores sean operacionalmente aceptables; generando una velocidad anular capaz de superar la velocidad de caída del ripio y garantizar una excelente remoción de los recortes generados por la mecha.

En el MVR 136 se hace necesaria la utilización de una tasa de bombeo de 680 gpm puesto que la zona que se encuentra alrededor de los 6000 pies de profundidad medida en dicho pozo, es propensa a la formación de cama de ripios y la limpieza en dicha zona se hace un poco problemática ya que precisamente allí, el pozo experimentó una variación de inclinación combinada con un cambio de dirección, generando altos valores de tortuosidad; aumentándose con esto las exigencias de caudal para una limpieza eficiente, pero gracias a los ajustes realizados a los parámetros de operación se puede llevar a cabo una perforación segura desde el punto de vista hidráulico (Apéndice F).

Tabla N° 4 .6 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: MVR 136 y MVR 140 Sec. 12¼”

	MVR 136		MVR 140	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>12 ¼”</i>		<i>12 ¼”</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.004-9.955		1.998 -10.080	
<i>Ángulo Inc. Max. (°)</i>	<i>25</i>		<i>14,6</i>	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	663	680	521	655
<i>Tfa(pulg²)</i>	1,015	0,663	1,055	0,675
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	4*13,2*18	6*12	6*14,2*10	3*10,2*13,2*11
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Turbulento
<i>%Total vol. ripios</i>	0,45	1,27	0,925	3,1
<i>%Total vol. ripios susp</i>	0,45	1,27	0,925	3,1
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	610	672	510	590
<i>Gpm máx Bomba</i>	740	705	750	695
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	19,59	37,64	16,81	34,92
<i>FI mecha(psi)</i>	678	1368,4	504,4	1246,6
<i>PH mecha(HP)</i>	127,8	453,8	80,5	391
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1	3,7	0,7	3,3
<i>VJets(pies/seg)</i>	187,2	329,2	158,4	311,13
<i>ROP(pies/hr)</i>	21	60	28,8	103

4.1.3.2 Hoyo de Producción (Sección de 8,5”)

Se disminuyó considerablemente el TFA con el fin de aumentar la velocidad de salida en los chorros de la mecha, para contribuir con la limpieza y evitar la reperfusión de los ripios; además se ajustó el caudal hasta el valor más adecuado, proporcionando con esto una mayor fuerza de impacto sobre la formación, pudiendo así mejorar un poco la ROP, suspensión y remoción total de los ripios generados (Tabla 4.7). Se tiene flujo turbulento en el MVR 136, pero éste no representa ningún tipo de

problemas de socavamiento y erosión debido a la alta compactación de las arenas de la formación oficina que es dentro de la cual se está navegando durante la perforación de esta sección, aparte de que el caudal utilizado es menor al empleado en el caso base, por lo que se puede decir que se está trabajando con una tasa de bombeo segura. Tampoco se tendrían problemas con la presión de fractura puesto que la ECD se encuentra por debajo de ésta, por lo tanto estos valores garantizan una perforación exitosa (Apéndice F).

Tabla N° 4 .7 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: MVR 136 y MVR 140 sec. 8 ½”

	MVR 136		MVR 140	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	8 ½”		8 ½”	
<i>Intervalo (pies)</i>	9.955-12.544		10.080-12.410	
<i>Angulo de Inc. Max. (°)</i>	6		6,5	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	465	400	352	400
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,912	0,562	0,884	0,560
<i>Nº y Diám/32pulg jets</i>	3*14,3*12,1*8	3*10,3*12	8*12	2*10,2*11,2*12
<i>Tipo de flujo</i>	Turbulento	Turbulento	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	0,113	0,36	0,2295	0,329
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,113	0,36	0,2295	0,329
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	315	315	275	275
<i>Gpm máx Bomba</i>	620	594	670	635
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	15,29	31,3	15,05	32,03
<i>FI mecha(psi)</i>	421,6	421,6	228,4	465,4
<i>PH mecha(HP)</i>	69,5	116,7	29,4	107,5
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,2	2,1	0,5	19
<i>VJets (pies/seg)</i>	163,6	228,6	127,8	229,2
<i>ROP (pies/hr)</i>	8,2	20	11,7	21

4.1.4 Pozos Verticales: MVR 108 y MVR 109

4.1.4.1 Hoyo intermedio (Sección de 12 ¼")

Se tiene que para ambos pozos, originalmente se empleó un caudal bastante alto con el cual se perforó sin problemas, además de que permitió alcanzar buenas tasas de penetración; sin embargo, se decide ajustar éste parámetro a valores más bajos, así como también se disminuye el área total de flujo (TFA) con el fin de aumentar los parámetros hidráulicos, los cuales mejoran en una pequeña proporción (Tabla 4.8). Con todo ésto se logra beneficiar el rendimiento de los equipos de superficie y pasar del régimen turbulento original a régimen laminar alrededor de la sarta, minimizando con ésto los riesgos de erosión y socavamiento de las formaciones Mesa-Las Piedras que son las que se están atravesando.

También se disminuyó la tasa de penetración debido a que la que se manejó en los pozos en cuestión fue bastante alta y se requiere de frecuentes prácticas operacionales para mantener la perforación equilibrada. El caudal utilizado originalmente permitió al hoyo una buena limpieza pero se corría el riesgo de producir taponamiento de las líneas de flujo, debido a la gran cantidad de ripios generados especialmente en la parte superior de la formación Freites por ser la menos compacta, por lo tanto; manteniendo una ROP entre 105 y 110 pies/hr y utilizando los parámetros operacionales antes mencionados, se logra equilibrar las pérdidas de presión del sistema con un adecuado control del pozo ya que también se tienen valores adecuados de ECD; sin poner en riesgo el funcionamiento de los equipos, garantizando su vida útil desde el punto de vista de las condiciones de operación, ya que el objetivo no es sólo perforar lo más rápido posible, sino también minimizar los posibles riesgos a los que se podría estar exponiendo el proyecto de perforación de un pozo.

Tabla N° 4.8 Parámetros operacionales e Hidráulica Generada: MVR 108 y MVR 109 Sec.12 ¼”

	MVR 108		MVR 109	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>12 ¼”</i>		<i>12 ¼”</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.025-7.880		2.050-8.000	
<i>Ángulo de Inc Máx. (°)</i>	<i>5,25</i>		<i>4,1</i>	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	732	650	732	652
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,85	0,667	0,85	0,696
<i>Nº y Diám/32pulg jets</i>	3*12,4*13	3*11,3*13	3*12,4*13	4*10,3*13
<i>Tipo de flujo</i>	Turbulento	Laminar	Turbulento	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	3,23	2,63	2,94	2,535
<i>%Total vol ripios susp</i>	3,23	2,63	2,94	2,535
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	616	514	572	488
<i>Gpm máx Bomba</i>	790	770	760	740
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	28,03	38,74	27,01	34,52
<i>FI mecha(psi)</i>	1.100,3	1.104,9	1.115,4	1.043,6
<i>PH mecha(HP)</i>	306,3	347,8	312,6	312,7
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	2,6	3	2,7	2,7
<i>VJets(pies/seg)</i>	276,4	312,5	278,2	297,5
<i>ROP(pies/hr)</i>	163,8	110	150	105

4.1.4.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 3/8”)

Se aumenta el caudal hasta establecer un rango de operación entre 400 y 410 gpm y se disminuye el TFA considerablemente, mejorando los parámetros hidráulicos mucho más de un 50 % (Tabla 4.9), puesto que la caída de presión en la mecha aumentó en gran proporción; generando a su vez una mejor potencia hidráulica y una mayor fuerza de impacto contra la formación, lo cual contribuye con la perforación y corte de la misma; a partir de allí se logra aumentar la tasa de penetración desde valores entre 3 y 5 pies/hr hasta 20 pies/hr aproximadamente, sin provocar

acumulación de ripios en el hoyo garantizando una buena limpieza, disminuyendo los gastos de perforación de esta fase. Es importante destacar que en el pozo MVR 109 la velocidad anular está muy cerca de la velocidad crítica (Apéndice F) y es fácil llegar al flujo turbulento pero esto no generará problema alguno debido a las características de la formación.

Tabla N° 4.9 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada: MVR 108 y MVR 109 Sec. 8 3/8”

	MVR 108		MVR 109	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>8 3/8”</i>		<i>8 3/8”</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	7.880-12.710		8.000-12.856	
<i>Ángulo de Inc. Máx(°)</i>	<i>4,1</i>		<i>4.05</i>	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	400	410	366	400
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,739	0,561	1,035	0,509
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	3*16,1*14	3*10*12	6*15	3*10,3*11
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Transicional
<i>%Total vol ripios</i>	0,0850	0,26	0,0476	0,31
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,0850	0,26	0,0476	0,31
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	200	200	193	196
<i>Gpm máx Bomba</i>	795	772	850	772
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	19,25	29,50	12,57	38,18
<i>FI mecha(psi)</i>	377,16	522,5	223,6	543,8
<i>PH mecha(HP)</i>	66	123,3	25,5	138,3
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,2	2,2	0,5	2,5
<i>VJets(pies/seg)</i>	173,6	234,3	113,4	252,4
<i>ROP(pies/hr)</i>	5,6	21	2,7	20

4.2 Campo Zapatos

4.2.1 Pozos Verticales ZG-345 y ZM-346

4.2.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12,25")

En la fase de 12 ¼" se mejoró la hidráulica y se pudo aumentar la ROP, cuidando mantener una buena limpieza gracias al caudal utilizado (Figura 4.24). La velocidad de los jets aumentó más del 40% con respecto a su valor original gracias al aumento del caudal y disminución del TFA, lo que a su vez incrementó la fuerza de impacto. Se mantuvo el flujo laminar (Tabla 4.10). Las pérdidas de presión del sistema de circulación, no superan a la máxima presión de la bomba; con lo que se tiene que las mismas trabajarían en condiciones normales durante la perforación (Fig. 4.19).

Tabla N° 4.10 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 345 ZM346 Sec. 12 ¼"

	ZG-345		ZM-346	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>12 ¼"</i>		<i>12 ¼"</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.450-10.637		2.000-10.540	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	550	620	540	625
<i>Tfa(pulg²)</i>	1,015	0,663	1,167	0,663
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	4*13, 2*18	6*12	9*13	6*12
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	1,28	1,580	1,938	0,74
<i>%Total vol ripios susp</i>	1,28	1,580	1,938	0,74
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	405	412	425	425
<i>Gpm máx Bomba</i>	810	700	860	820
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	353	966,2	347,2	998,2
<i>FI mecha(psi)</i>	620	1156,3	829,6	1194,6
<i>PH mecha(HP)</i>	113,3	349,5	158,8	363,9
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	0,9	2,9	1,3	3,1
<i>VJets(pies/seg)</i>	191,1	300	190	302,4
<i>ROP(pies/hr)</i>	68	92	72	90

4.2.1.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")

En ambos pozos se disminuyó el caudal pero la variación generada con esto se compensa con una disminución del TFA (Tabla 4.11). La sensibilización mencionada permitió mejorar considerablemente la tasa de penetración ya que el HSI obtenido en esta fase se encuentra dentro del rango establecido como óptimo. El aumento de la ROP genera un incremento del volumen de ripios, pero los mismos están totalmente controlados con los parámetros operacionales utilizados, manteniendo con esto una buena limpieza. Se mantiene el flujo laminar (Figura 4.22).

Tabla N° 4.11 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 345 y ZM 346 Sec. 8 ½"

	ZG-345		ZM-346	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>8 ½"</i>		<i>8 ½"</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	10.637-12.997		10.540-12.940	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	510	480	500	420
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,663	0,5177	1,167	0,5522
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	6*12	3*15	9*13	5*12
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	15	0,1230	0,2595	0,1430
<i>%Total vol ripios susp</i>	1	0,1230	0,2595	0,1430
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	1,4	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	192	198	222	222
<i>Gpm máx Bomba</i>	648	722	960	598
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	864,1	966,2	206,2	737,1
<i>FI mecha(psi)</i>	612,8	522,2	434,4	689,8
<i>PH mecha(HP)</i>	278,1	115,1	29,4	180,6
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,1	2,2	0,83	3,2
<i>VJets(pies/seg)</i>	237	218,8	137,5	259,9
<i>ROP(pies/hr)</i>	12,3	19	9,9	23

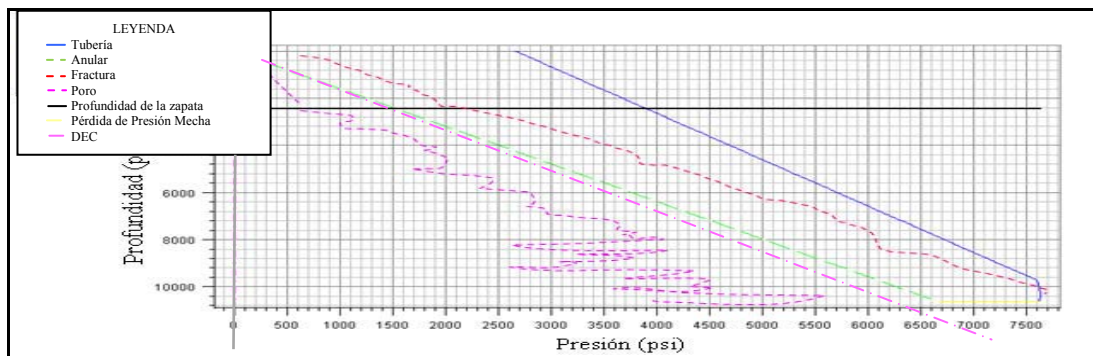


Fig. N° 4.22 Profundidad vs Presión ZG-345: Sección 12 1/4” (3,2°)

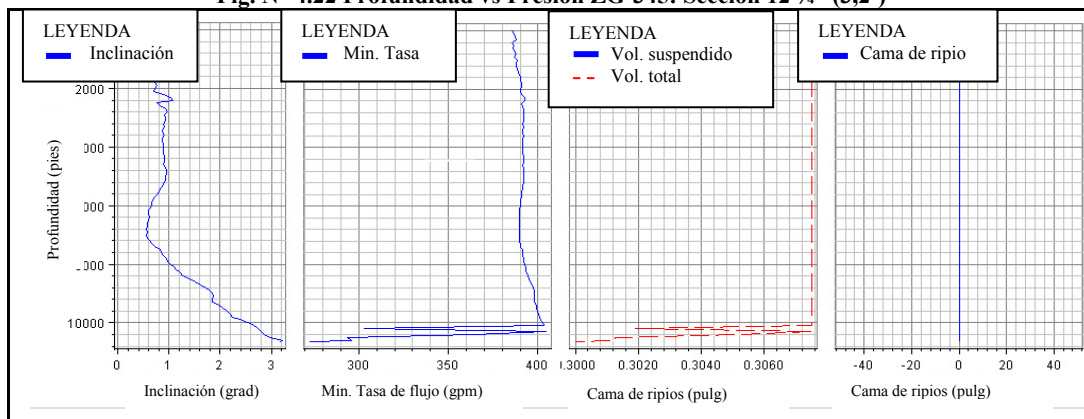


Fig. N° 4.23 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 12 1/4” (3.2°) (Caso base)

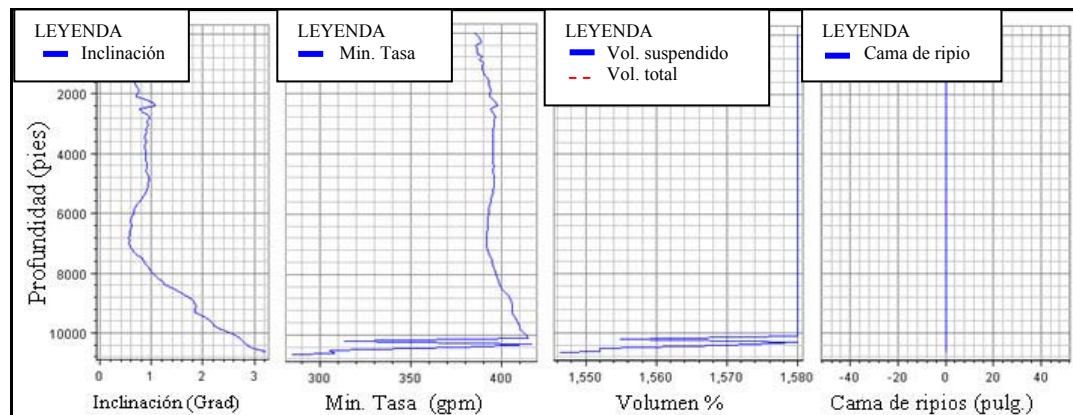


Fig. N° 4.24 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 12 1/4” (3.2°) (Caso Mejorado)

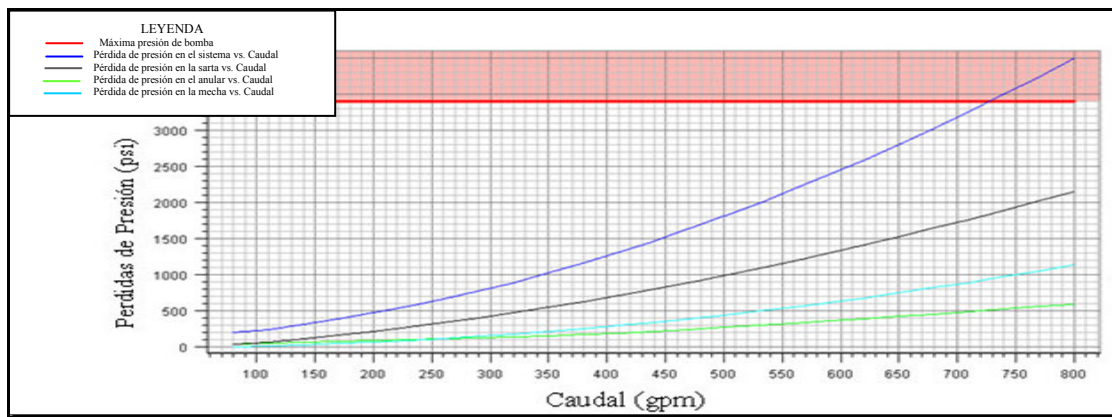


Fig. N° 4.25 Caída de Presión vs Caudal ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°)

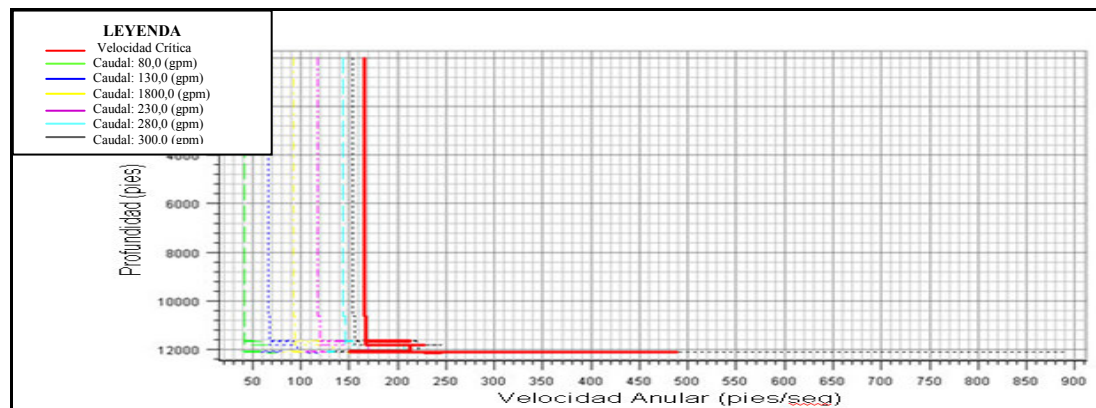


Fig. N° 4.26 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°) (Caso base)

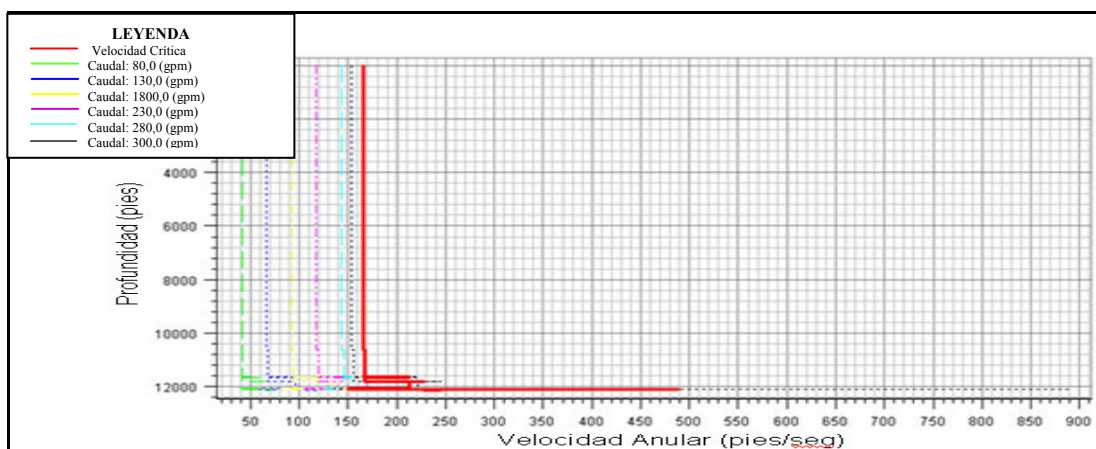


Fig. N° 4.27 Profundidad vs Velocidad Anular ZG-345: Sección 8 ½” (4.25°) (Caso Mejorado)

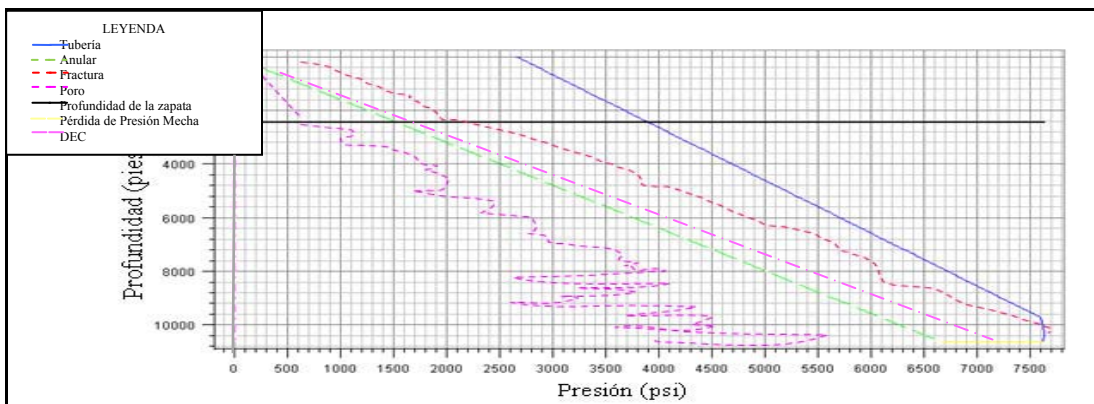


Fig. N° 4.28 Profundidad vs Presión ZG-345: Sección 8 1/2” (4.25°)

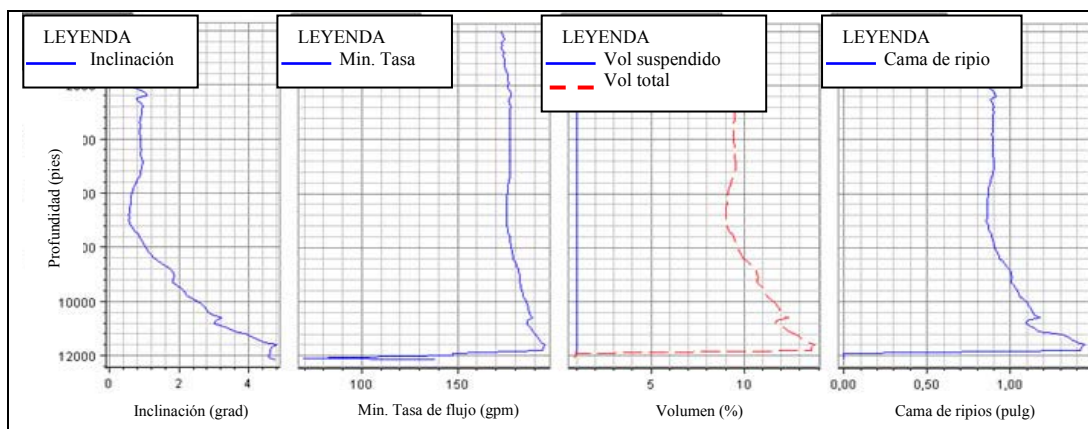


Fig. N° 4.29 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 8 1/2” (4.25°) (Caso base)

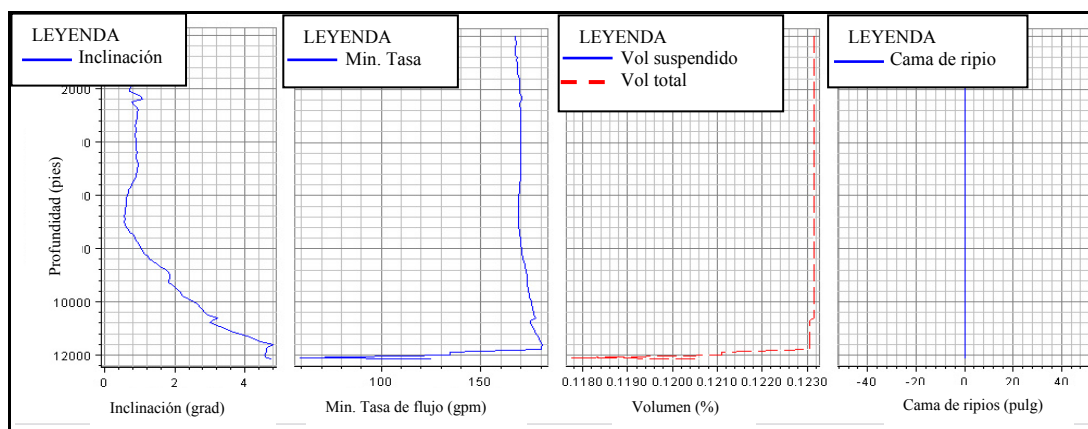


Fig. N° 4.30 Profundidad vs Limpieza de Hoyo ZG-345: Sección 8 1/2” (4.25°) (Caso mejorado)

4.2.2 Pozo Tipo “S” ZG-347 y Pozo Horizontal ZG-348

4.2.2.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼”)

Se aumentó el caudal hasta un valor óptimo, manteniendo el flujo laminar, suficiente para conservar una buena limpieza, a pesar de haber logrado aumentar la ROP en cada pozo. El HSI generado se encuentra dentro de un rango de operación aceptable y se observa un incremento de las pérdidas de presión en la mecha; y aunque no se logra aplicar un criterio de diseño, la hidráulica generada es suficiente para disminuir el tiempo de perforación, manteniendo un control adecuado del pozo, sin erosionar las paredes del hoyo. Los chorros utilizados generaron una buena fuerza de impacto lo que contribuyó con el mejoramiento de ROP (Apéndice F).

Tabla N° 4.12 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 347 y ZG 348 Sec. 12 ¼”

	ZG-347		ZG-348	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	<i>12¼”</i>		<i>12¼”</i>	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.050-10.575		1.994-10.182	
<i>Ángulo de Inc. Máx(°)</i>	<i>18</i>		<i>6</i>	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	528	660	495	650
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,785	0,785	1,040	0,6627
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	4*16	4*16	3*14,3*16	6*12
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	3	1,050	0,825	1,550
<i>%Total vol ripios susp</i>	1,2	1,050	0,825	1,550
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0,50	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	550	550	422	422
<i>Gpm máx Bomba</i>	1.050	688	920	725
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	517,6	1,096	322,1	424,4
<i>FI mecha(psi)</i>	711	925	634,30	796,7
<i>PH mecha(HP)</i>	155,1	312,2	97,60	160,9
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,3	2,6	0,80	3,1
<i>VJets(pies/seg)</i>	216,6	236,7	152,70	200,5
<i>ROP(pies/hr)</i>	62,5	82,5	37,20	90

4.2.2.4 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")

En la sección 8 ½" se logra mejorar la hidráulica gracias a variaciones en el caudal (Tabla 4.13) manteniendo los valores de TFA iguales que en los casos originales. Los valores de la fuerza de impacto y velocidad de los jets mejoran significativamente lo que propicia un aumento bastante importante de la tasa de penetración, con lo que se genera un aumento visible del volumen de ripios. A pesar de incrementarse la cantidad de ripios en el hoyo, se sigue manteniendo una buena limpieza puesto que los parámetros operacionales utilizados así lo permitieron. Se alcanzó el régimen turbulento, pero este no genera problemas adicionales debido a las características de la formación, por lo tanto se podría perforar de manera segura

Tabla N° 4.13 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 347 y ZG 348 Sec. 8 ½"

	ZG-347		ZG-348			
Parámetros Operacionales						
Sección	8 ½"		Hoyo Piloto 8 ½"		Side Track 8 ½"	
Intervalo (pies)	2.000- 8.606		10.182-13.885		10.182-10.419	
Ángulo de Inc. Máx(°)	18		36,13		36,13	
Caso	Base	Mejorado	Base	Mejorado	Base	Mejorado
Caudal(gpm)	250	470	464	470	245	450
Tfa(pulg²)	0,663	0,5522	0,75	0,685	0,663	0,69
N° y Diám/32pulg jets	4*15	5*12	3*10,3*15	4*10,3*11	4*15	4*15
Tipo de flujo	Laminar	Turbulento	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
%Total vol ripios	0,615	0,2080	0,044	0,254	3,00	0,186
%Total vol ripios susp	0,615	0,2080	0,044	0,254	0,50	0,186
Cama de ripios(pulg)	0	0	0	0	0,38	0
Gpm mín limpieza	272	272	440	440	312	312
Gpm máx Bomba	660	650	600	570	580	570
Hidráulica Generada						
Pp mecha(psi)	10,5	410,1	17,39	25,22	201,3	660,3
FI mecha(psi)	386,2	510,8	478,5	562,4	382,4	658,2
PH mecha(HP)	124,6	112,4	95,9	138,8	100,9	173,3
HSI (HP/pulg²)	0,30	2,0	1,7	2,4	0,28	3,1
VJets(pies/seg)	116,2	218,5	199,1	244	113,9	261,4
ROP(pies/hr)	17	19	3,1	19	9,7	18

4.2.2.5 Hoyo de producción pozo ZG-348 (Sección de 8 7/8")

En la fase de 5 7/8" se logró mejorar la hidráulica disminuyendo el área total de flujo, con lo que se aumentó la fuerza de impacto (Tabla 4.14). Fue necesario aumentar el caudal para limpiar y expulsar todos los ripios generados con el aumento de la ROP. Esta fase posee un ángulo de inclinación bastante alto, por lo que se necesitó una hidráulica muy buena y altas velocidades del fluido para poder vencer la velocidad de asentamiento de los ripios en la componente vertical del espacio anular; y lograr con esto sacarlos a superficie manteniendo una buena limpieza (Apéndice F).

Tabla N° 4.14 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 348 Sec. 5 7/8"

ZG 348		
Parámetros Operacionales		
Sección	5 7/8"	
Intervalo (pies)	13.885"-14.048"	
Ángulo de Inc. Máx(°)	75,36	
Caso	Base	Mejorado
Caudal(gpm)	250	260
Tfa(pulg²)	0,663	0,464
Nº y Diám/32pulg jets	4*15	5*11
Tipo de flujo	Laminar	Turbulento
%Total vol ripios	14	0,3350
%Total vol ripios susp	0	0,3350
Cama de ripios(pulg)	1,5	0
Gpm mín limpieza	300	264
Gpm máx Bomba	660	650
Hidráulica Generada		
Pp mecha(psi)	10,5	349,3
FI mecha(psi)	177,3	390,6
PH mecha(HP)	95	124,6
HSI (HP/pulg²)	0,42	2,61
VJets(pies/seg)	116,2	214,4
ROP(pies/hr)	11	15,5

4.2.3 Pozos Verticales ZG-349 y ZM-350

4.2.3.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼")

En la fase de 12 ¼" se mantuvo el caudal y se disminuyó el TFA obteniendo resultados de HSI satisfactorios y velocidades de jets apropiadas para perforar (Tabla N° 4.15). La ROP mejora considerablemente en ambos pozos; aumentando con ésto el volumen de recortes generados; sin embargo no se observa cama de ripios puesto que el caudal utilizado genera una velocidad anular mayor a la velocidad de asentamiento del ripio, con lo que éstos se removerían exitosamente. La caída de presión en la mecha es aprovechada eficientemente; con lo que se llevaría a cabo una perforación segura desde el punto de vista hidráulico. (Apéndice F).

**Tabla N° 4.15 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 349 y Z
G350 Sec. 12 ¼"**

	ZG-349		ZM-350	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	12¼"		12¼"	
<i>Intervalo (pies)</i>	2.003-10.102		1.994-10.182	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	630	630	650	650
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,785	0,693	0,9817	0,693
<i>N° y Diám/32pulg jets</i>	4*16	9*10	5*16	9*10
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	0,254	0,2882	1,06	1,540
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,254	0,2882	1,06	1,540
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	175	175	420	420
<i>Gpm máx Bomba</i>	680	670	895	880
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	257,1	499,2	789,5	963,4
<i>FI mecha(psi)</i>	522	601,1	702,39	1200,3
<i>PH mecha(HP)</i>	82,3	94,5	172,3	365,3
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,3	2,6	2,16	3,1
<i>VJets(pies/seg)</i>	142,6	156,1	212,4	302,1
<i>ROP(pies/hr)</i>	25	90	63,4	92,5

4.2.3.2 Hoyo de Producción (Sección de 8 ½")

Se logra aumentar la tasa de penetración gracias sensibilización de los parámetros operacionales (caudal y TFA); con lo que se aumenta el volumen de ripios generados pero que a su vez son removidos eficientemente con el flujo laminar generado. (Tabla 4.16). El caudal utilizado mantiene el régimen de flujo laminar y con él se trabaja dentro de las condiciones de operación de las bombas; garantizando la vida útil de los equipos de superficie y ahorro de tiempo, lo que inmediatamente se refleja en los costos de la perforación (Apéndice F).

Tabla N° 4.16 Parámetros Operacionales e Hidráulica Generada ZG 349 y ZM 350 sec. 8 ½"

	ZG-349		ZM-350	
<i>Parámetros Operacionales</i>				
<i>Sección</i>	8 ½"		8 ½"	
<i>Intervalo (pies)</i>	10.637-12.997		10.540-12.940	
<i>Caso</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>	<i>Base</i>	<i>Mejorado</i>
<i>Caudal(gpm)</i>	270	415	500	450
<i>Tfa(pulg²)</i>	0,928	0,552	1,167	0,7731
<i>Nº y Diám/32pulg jets</i>	10*11	5*12	9*13	7*12
<i>Tipo de flujo</i>	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
<i>%Total vol ripios</i>	0,277	0,750	0,2295	0,1740
<i>%Total vol ripios susp</i>	0,277	0,750	0,2295	0,1740
<i>Cama de ripios(pulg)</i>	0	0	0	0
<i>Gpm mín limpieza</i>	192	192	222	222
<i>Gpm máx Bomba</i>	650	625	770	740
<i>Hidráulica Generada</i>				
<i>Pp mecha(psi)</i>	249	499,2	236,1	599,2
<i>FI mecha(psi)</i>	612,8	497,6	434,4	597,2
<i>PH mecha(HP)</i>	278,1	120,8	29,4	157,3
<i>HSI (HP/pulg²)</i>	1,1	2,1	1,1	2,8
<i>VJets(pies/seg)</i>	95,8	241,1	137,5	261,4
<i>ROP(pies/hr)</i>	6	19	9,9	20

4.3 Tablas de Resultados del Campo Mata R

4.3.1 Hoyo Intermedio (Sección 12,25")

Tabla N° 4.17 Resultados del Campo Mata R (Sección 12 ½")

<i>Pozo</i>	<i>MD</i>	<i>Ang Inc.</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA</i>	<i>ROP</i>
MVR 106(1)	9.228	12,5	650	0,667	100
MVR 106(2)	11.030	34	680	0,672	85
MVR 107	8.017	1,3	650	0,672	120
MVR 108	7.880	5,25	650	0,667	100
MVR 109	8.000	4,1	652	0,696	105
MVR 136	9.455	25	680	0,663	60
MVR 137	10.053	25	675	0,667	85
MVR 140	10.080	15	655	0,675	103

4.3.2 Hoyo Piloto y Side Track (Sección de 8 ½")

Tabla N° 4.18 Resultados del Campo Mata R (Sección 8 ½").

<i>Pozos MVR</i>	<i>MD</i>	<i>Angulo</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA</i>	<i>ROP</i>
106	11.700	43	450	0,561	19
107(HP)	11.732	76	455	0,561	17
107(ST)	11.970	81	470	0,585	17,5
108	12.710	4,1	410	0,561	21
109	12.856	4,05	400	0,509	20
136	12.544	6	400	0,562	20
137(HP)	12.060	63	450	0,578	17
137(ST)	11.990	61	450	0,578	18
140	12.410	6,1	400	0,560	21

4.3.3 Hoyo de Producción (Pozos Horizontales Sección de 5 7/8")

Tabla N° 4.19 Resultados del Campo Mata R (Sección 8 ½").

<i>Pozos MVR</i>	<i>MD</i>	<i>Ang Inc.</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA</i>	<i>ROP</i>
107	12.939	89	270	0,46	15
137	12.544	86	260	0,46	14

4.4 Tablas de Resultados del Campo Zapatos

4.4.1 Hoyo Intermedio (Sección 12 ½")

Tabla N° 4.20 Resultados del Campo Zapatos (Sección 12¼")

<i>Pozo</i>	<i>MD(pies)</i>	<i>Áng.Inc.(Grad)</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA(pulg²)</i>	<i>ROP</i>
ZG-345	10.637	4,25	650	0,663	92
ZM-346	10.540	3,2	650	0,663	90
ZG-347	10.575	18	650	0,693	82,5
ZG-348	10.182	6	650	0,6627	90
ZG-349	10.498	1,5	650	0,693	90
ZM-350	10.102	3,9	650	0,693	92,5

4.4.2 Hoyo de Producción (Sección 8 ½")

Tabla N° 4.21 Resultados del Campo Zapatos (Sección 8 ½")

<i>Pozo</i>	<i>MD(pies)</i>	<i>Áng.Inc.(Grad)</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA(pulg²)</i>	<i>ROP(pph)</i>
ZG-345	12.999	4.25	400	0,5177	19
ZM-346	12.790	6.2	400	0,5522	23
ZG-347	13.418	5	400	0,5522	19
ZG-348	13.645	30	450	0,5185	18
ZG-349	13.247	1.2	410	0,552	19
ZM-350	13.720	4.8	400	0,552	20

4.4.3 Hoyo de Producción (Sección 5 7/8")

Tabla N° 4.22 Resultados del Campo Zapatos (Sección 5 7/8")

<i>Pozo</i>	<i>MD(pies)</i>	<i>Áng.Inc.(Grad)</i>	<i>GPM</i>	<i>TFA(pulg²)</i>	<i>ROP(pph)</i>
ZG-348	14.010	79.78	260	0,46	15.5

4.5 Creación de la Base de Datos

Se aplicaron dos procedimientos sencillos; el primero consistió en hacer un promedio de los resultados con el cual se estableció un rango de operación para cada parámetro; y el segundo fue el método de regresión lineal, a partir del cual se obtuvieron una serie de ecuaciones cuya aplicación arroja resultados muy similares a los obtenidos con el primer método.

4.5.1 Campo Mata R

4.5.1.1 Tasa de bombeo (Galones por minutos)

4.5.1.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 1/4")

✓ **Promedio:** En hoyos con ángulos entre 0 y 25° utilizar 650 ± 15 gpm; para ángulos \geq a 25° se tiene un rango de 680 ± 15 gpm.

✓ **Regresión lineal:** Utilizar las ecuaciones de la figura 4.31.

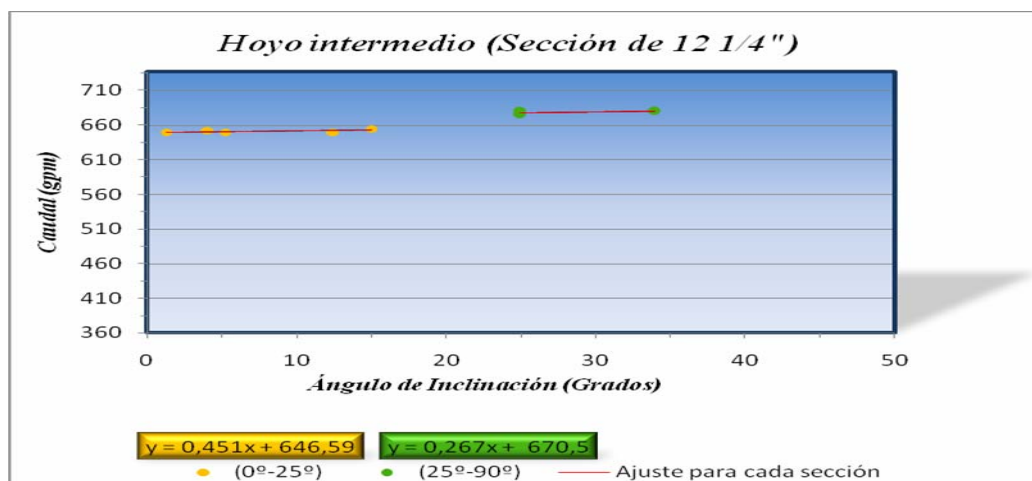


Fig. N° 4.31 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 1/4")

4.5.1.1.2 Hoyo de producción (Sección de 8 1/2" y 5 7/8")

✓ **Promedio:** Para la sección de 8 1/2" con ángulos de inclinación entre 0 y 25°, utilizar 405 ± 15 gpm; y para ángulos \geq a 25° un rango de 455 ± 15 gpm. En la sección de 5 7/8" utilizar un rango de operación de 265 ± 15 gpm.

✓ **Regresión lineal:** Utilizar las ecuaciones de las figuras 4.32 y 4.33.

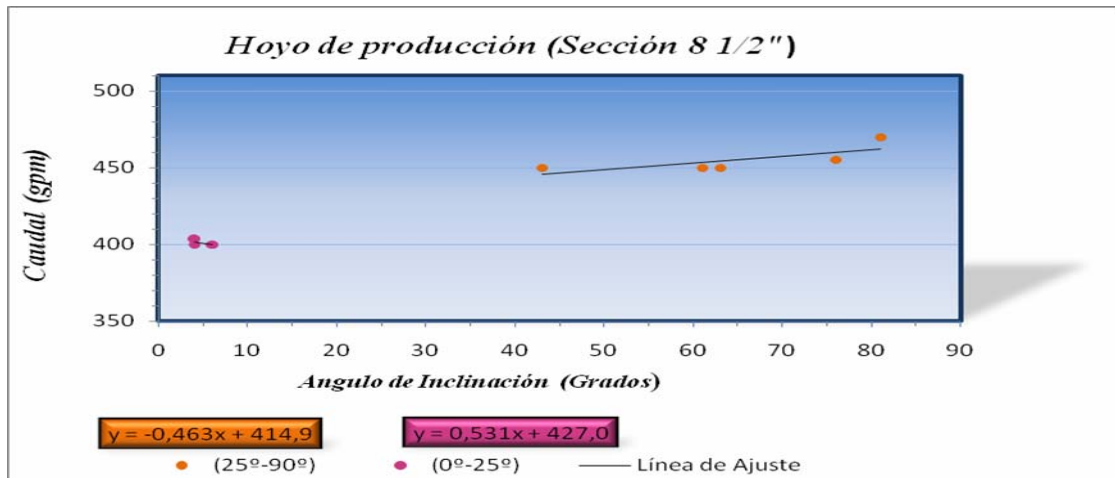


Fig. N° 4.32 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 8 1/2")

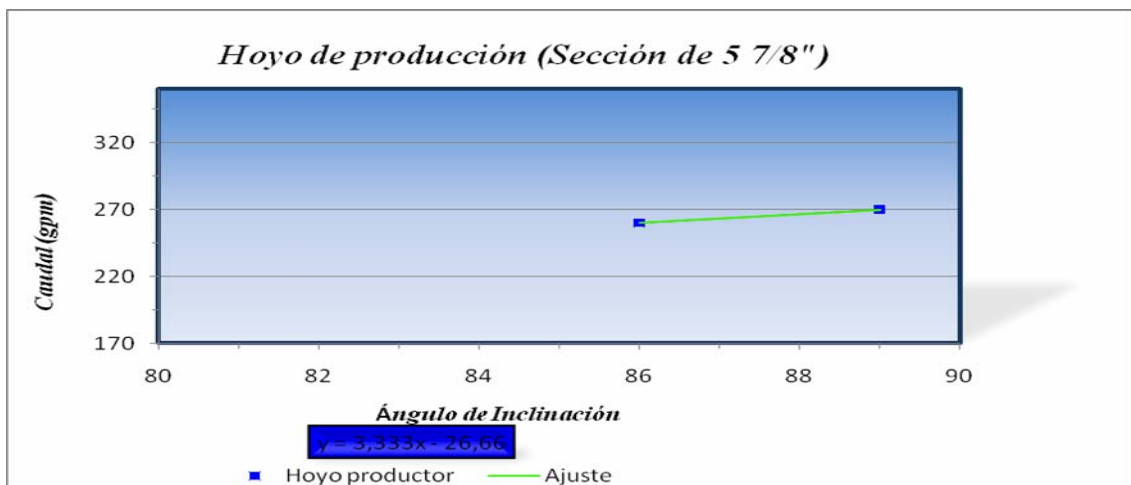


Fig. N° 4.33 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 5 7/8")

4.5.1.2 Área total de flujo (Pulgadas cuadradas)

El ángulo de inclinación no tiene gran incidencia sobre el TFA, por lo que no fue necesario hacer la división de intervalos en función de dicho parámetro; por esta razón sólo se presentan resultados en función del diámetro del hoyo.

✓ *Promedio:*

- ✦ Sección de 12 1/4": $0,667 \pm 0,02$ pulg².
- ✦ Sección de 8 1/2": $0,546 \pm 0,02$ pulg².
- ✦ Sección de 5 7/8": $0,46 \pm 0,02$ pulg².

✓ *Regresión lineal:* Utilizar las ecuaciones de la figura 4.34.

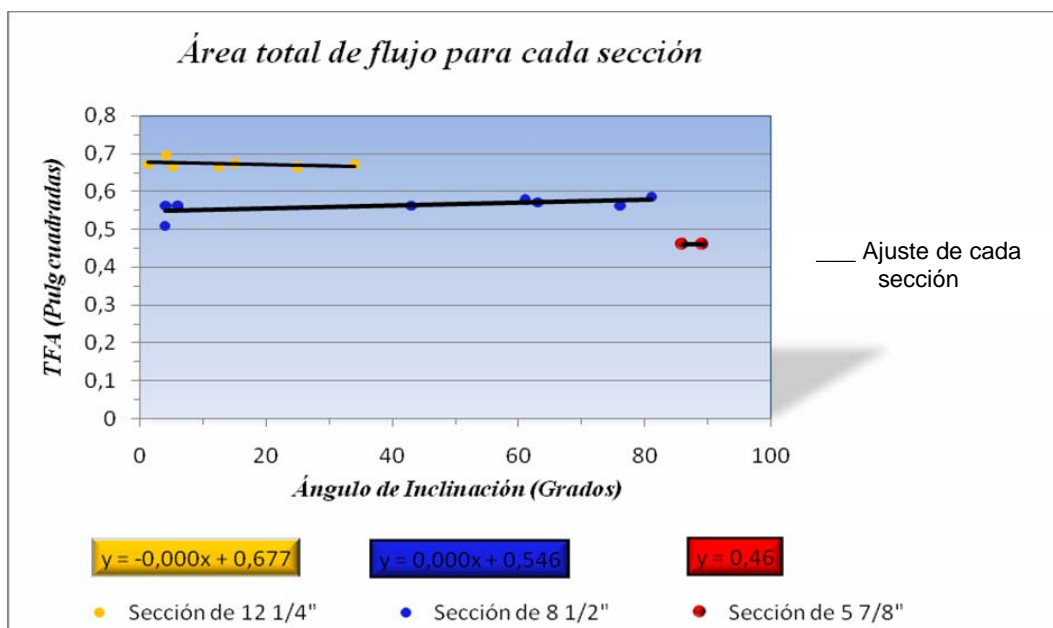


Fig. N° 4.34 Área Total de Flujo vs Ángulo de Inclinación (Cada sección)

4.5.1.3 Tasa de penetración (Pies por hora)

✓ **Promedio:**

- ✦ Sección de 12 1/4": 98 ± 10 pies/hr.
- ✦ Sección de 8 1/2": 20 ± 5 pies/hr.
- ✦ Sección de 5 7/8": 14,5 ± 5 pies/hr.

✓ **Regresión lineal:** Utilizar las ecuaciones de las figuras 4.35 y 4.36.

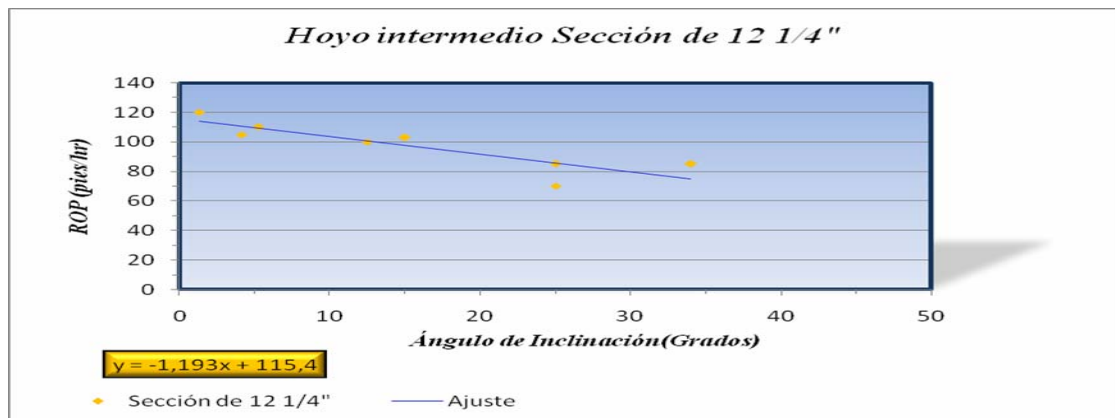


Fig. N° 4.35 Tasa de Penetración vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 1/4")

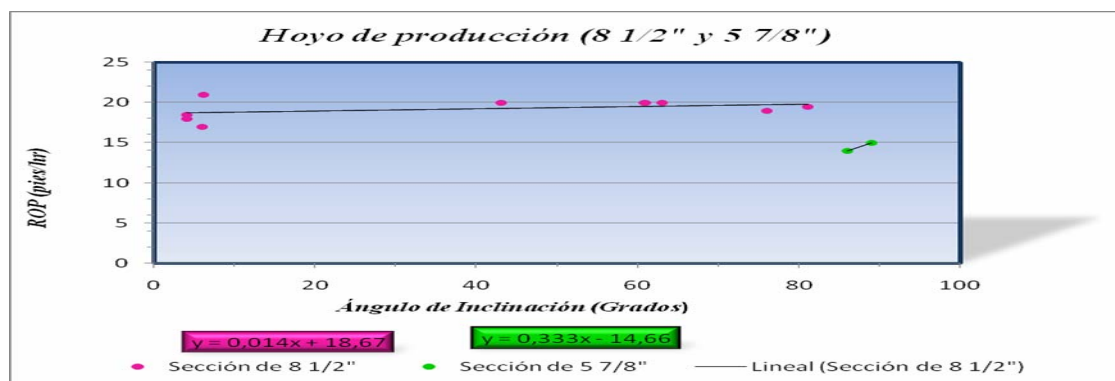


Fig. N° 4.36 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo de producción (Sección de 8 1/2" y 5 7/8")

4.5.2 Campo Zapatos

4.5.2.1 Tasa de bombeo (Galones por minutos)

4.5.2.1.1 Hoyo Intermedio (Sección de 12 ¼")

✓ **Promedio:** En hoyos con ángulos entre 0 y 25° utilizar 660 ± 20 gpm; para ángulos \geq a 25° se tiene un rango de 680 ± 15 gpm.

✓ **Regresión lineal:** Utilizar las ecuaciones de la figura 4.19.

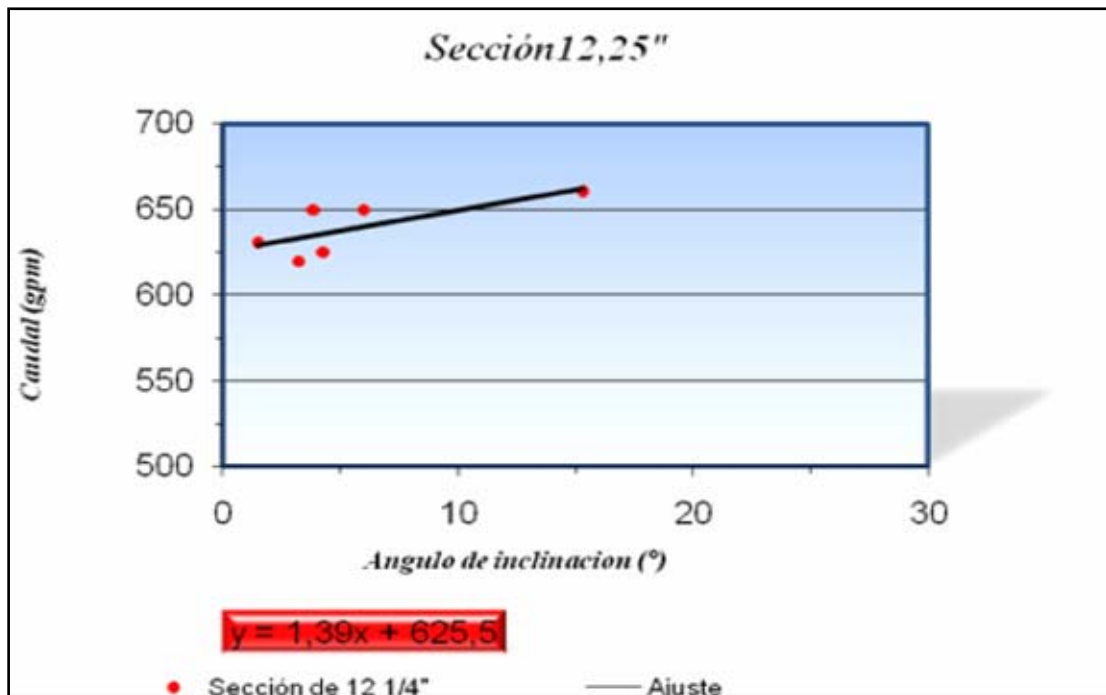


Fig. N° 4.37 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 12 ¼")

4.5.2.1.2 Hoyo de producción (Sección de 8 ½" y 5 7/8")

✓ **Promedio:** Para la sección de 8 ½" con ángulos de inclinación entre 0 y 25°, utilizar 430 ± 20 gpm; y para ángulos \geq a 25° un rango de 455 ± 15 gpm. En la sección de 5 7/8" un rango de operación de 260 ± 15 gpm.

✓ **Regresión lineal:** Utilizar la ecuación de la figura 4.38.

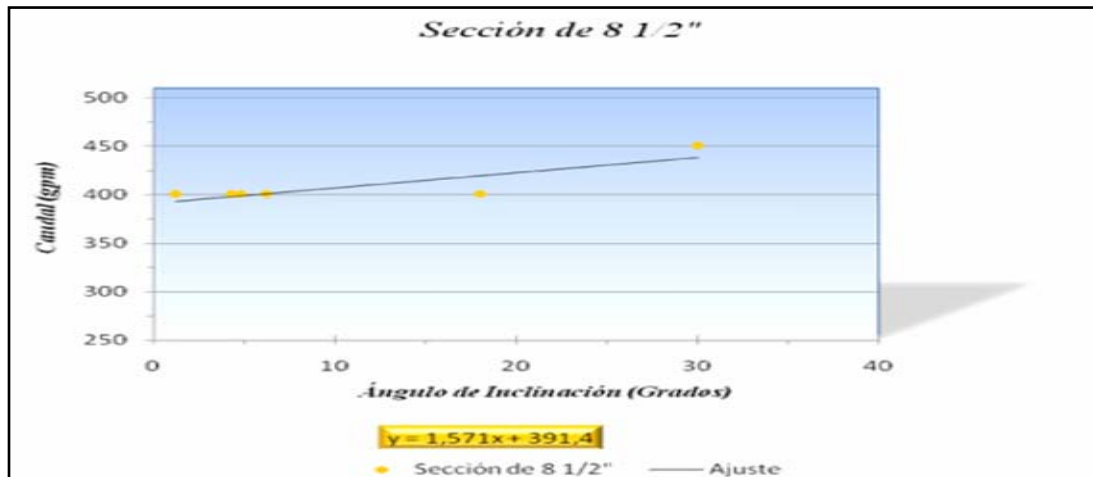


Fig. N° 4.38 Caudal vs Ángulo de Inclinación: Hoyo Intermedio (Sección 8 1/2")

4.5.2.2 Área total de flujo (Pulgadas cuadradas)

✓ **Promedio:**

Sección de 12 1/4": $0,673 \pm 0,02$ pulg².

Sección de 8 1/2": $0,561 \pm 0,02$ pulg².

Sección de 5 7/8": $0,4605 \pm 0,02$ pulg².

✓ **Regresión lineal:** Utilizar las ecuaciones de la Figura 4.39.



Fig. N° 4.39 Área Total de Flujo vs Ángulo de Inclinación (Cada fase)

4.5.2.3 Tasa de penetración (Pies por hora)

✓ *Promedio:*

- ✦ Sección de 12 1/4": 96 ± 10 pies/hr.
- ✦ Sección de 8 1/2": 18 ± 5 pies/hr.
- ✦ Sección de 5 7/8": 10 ± 5 pies/hr.

✓ *Regresión lineal:* Utilizar las ecuaciones de la Figura 4.40.

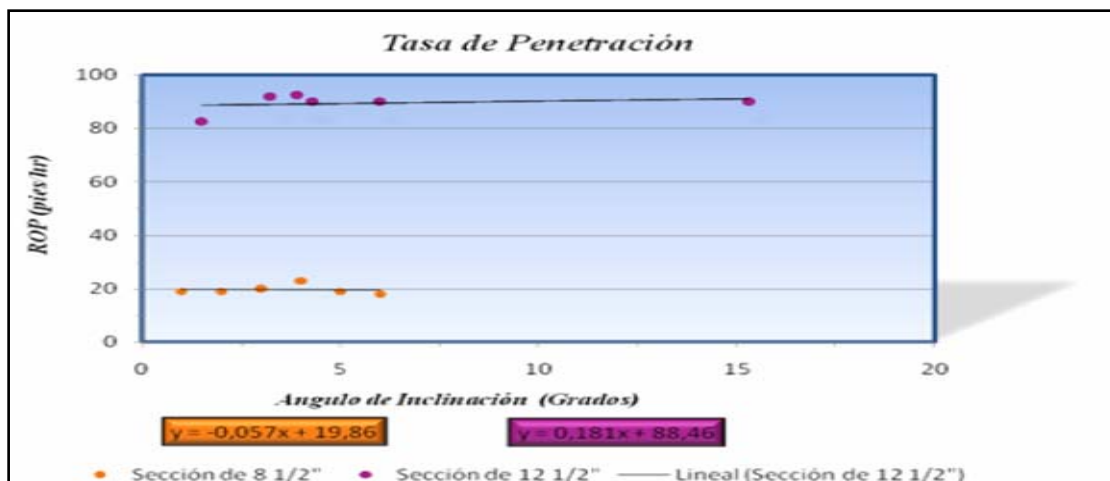


Fig. N° 4.40 Tasa de Penetración vs Ángulo de Inclinación (Cada fase)

4.5 Base de Datos

Luego del análisis, se ordenaron los resultados con el fin de facilitar su comprensión:

Tabla N° 4 .23 Base de datos con los rangos de operación para el Campo Mata R

	CAUDAL(gpm)		TFA(pulg ²)	ROP (pies/hr)
	0-25°	25°		
12 ¼"	635 –665 o Y=0,451X+646,59	665-695 o Y=0,265X+670,5	0,673-0,693 o Y=0,677	98-108 o Y=-1,193X+115,4
8 ½"	390 – 420 o Y=-0,463X+414,9	440-470 o Y=0,531X+426	0,561-0,581 o Y=0,546	18-23 o Y=0,014X+18,67
7 5/8" (80-90°)	250-280 o Y=3,333X-26,66		0,46-0,48 o Y=0,46	10-15 o Y=0,333X+14,66

Tabla N° 4 .24 Base de datos con los rangos de operación para el Campo Zapatos.

	CAUDAL(gpm)		TFA(pulg ²)	ROP (pies/hr)
	0-25°	25°		
12 ¼"	660 –680 o Y=1,39X+625,5	680-695 o Y=0,265X+670,5	0,647 -0,687 o Y=0,0009X+0,663	96-106 o Y=0,181X+88,46
8 ½"	430 – 450 o Y=1,571X+391,4	455-470 o Y=0,531X+426	0,526-0,566 o Y =-0001X+0,551	15-25 o Y=-0,057X+19,86
7 5/8" (80-90°)	260-275 o Y=3,333X-26,66		0,44-0,48 o Y=0,46	9,5-19,5 o Y=0,333X+14,66

4.7 Tiempos de Perforación

Al comparar los tiempos de perforación empleados antes y después del mejoramiento de la hidráulica; es evidente el aporte hecho por el estudio realizado; en la figuras 4.41 y 4.42 se puede observar con claridad los beneficios alcanzados por el mismo, con lo que se disminuyen los costos significativamente.

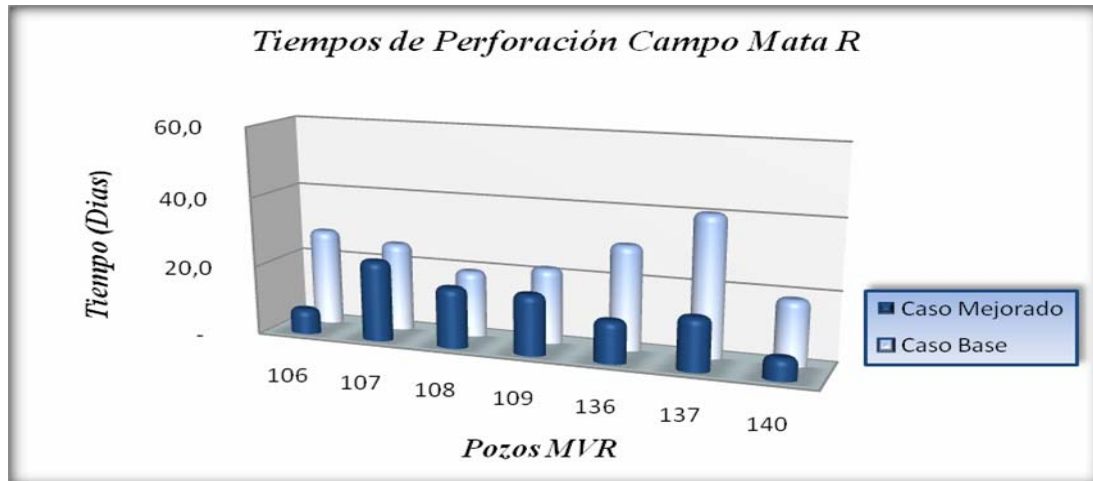


Fig. 4.41 Tiempos de perforación del Campo Mata R

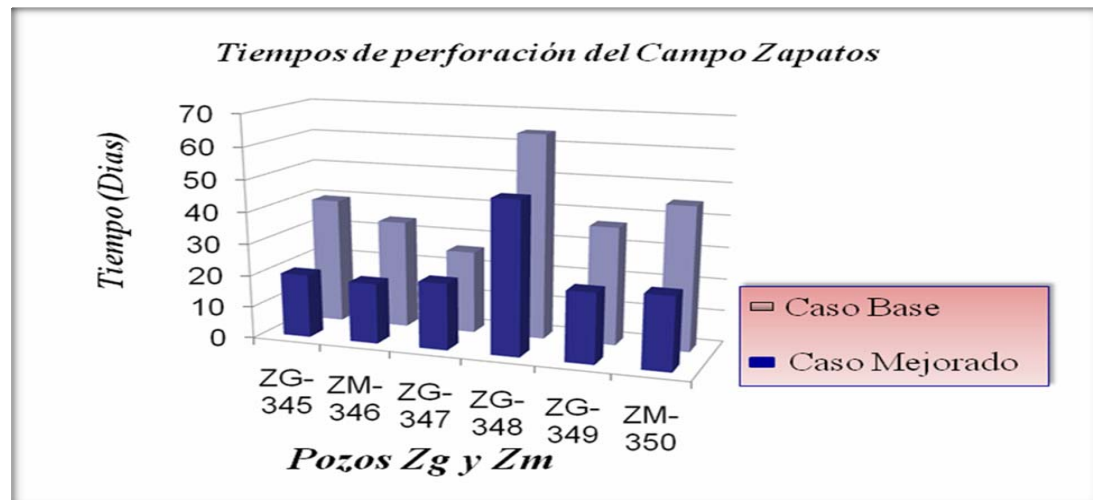


Fig. 4.42 Tiempos de perforación del Campo Zapatos

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El mejoramiento de la hidráulica permitió la disminución de los tiempos y los costos de perforación de los casos estudiados.

- Las características litológicas y estratigráficas de los Campos estudiados son muy similares; con la diferencia de que el Campo Zapatos es más profundo estructuralmente.

- La combinación de ángulos de inclinación y dirección presente en el MVR 136 es una limitante de la tasa de penetración en ese pozo.

- La tasa de bombeo y la tasa de penetración están directamente influenciada por el ángulo de inclinación del pozo que se esté perforando.

- En los casos base la hidráulica fue bastante baja y no se cumplió ninguno de los criterios de diseño.

- Las condiciones de operación de los equipos de superficie no permitieron la aplicación de un diseño hidráulico durante el mejoramiento.

- En los casos estudiados no se generó cama de ripio en ninguna de las secciones, presentando buena limpieza.

- Para el análisis de la tasa de bombeo se hizo necesaria la división de las secciones de $12\frac{1}{4}$ " y $8\frac{1}{2}$ " en dos intervalos de operación, de 0° a 25° y de 25° en adelante.

5.2 RECOMENDACIONES

- Utilizar la base de datos propuesta en la construcción de pozos en los Campos Zapatos-Mata R para comprobar la certidumbre y la aplicabilidad de la misma.

- Realizar un estudio complementario a este trabajo donde se evalúen otros parámetros que influyen sobre la hidráulica, como por ejemplo la reología, condiciones de operación de las bombas, características de la tubería de perforación y ensamblaje de fondo.

- Emplear bombas con diámetros de camisa mayores a los utilizados con el fin de poder extender su capacidad y manejar mayores caudales que permitan la aplicación de un diseño hidráulico.

- Complementar este trabajo con un estudio geomecánico, donde se tomen en cuenta los esfuerzos de formación para manejarlos a favor de la tasa de penetración.

- Perforar las formaciones Mesa-Las Piedras con una tasa controlada, para evitar empaquetamiento de la tubería y rectificaciones del hoyo.

- Circular en conexiones de 10 a 15 min y realizar viajes de calibración cada 1500` o 2000`, para verificar el comportamiento del hoyo y garantizar la limpieza y estabilidad del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ROJAS, C. **“Caracterización del modelo estático del yacimiento U 3,4,5 ZM-304 de los Campos Zapatos, Mata R, Mata 10, Área Mayor de Oficina, estado Anzoátegui”**. Universidad de los Andes, Mérida. (2008).
2. DURANGO, O. **“Criterios de selección de mechas y optimización de la hidráulica utilizadas en los Campos Barúa y Motatán”**. Universidad del Zulia, Maracaibo. (2002).
3. BOU MANZOUR, G. **“Evaluación técnico-económica de las mechas utilizadas en perforación de pozos profundos en la formación San Juan del campo Orocual”**. Universidad de Oriente, Maturín. (2003).
4. LÓPEZ, L. **“Optimización de la perforabilidad del bloque alóctono mediante los resultados de los pozos exploratorios MCA-1X y MCA-2X del Distrito Norte, área Punta de Mata”**. Universidad de Oriente, Maturín. (2003).
5. GUERRA, R. y RODRIGUEZ, O. **“Optimización de la hidráulica para cada fase de la perforación de los pozos que serán construidos en los Campos el Furrial y Carito del Distrito Social Norte 2007”**. Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2007).
6. SALAS, R. **“Fluidos de Perforación”**. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Venezuela. (2000).
7. PDVSA CIED. **“Reología, Hidráulica y Mechas de Perforación”**. Maracaibo, Venezuela. (1997). (2da Edición).
8. PDVSA CIED. **“Manual de Reología de los Fluidos De Perforación”**. Maracaibo, Venezuela 2002.

9. M-I DRILLING FLUIDS. “**Manual M-I drilling fluids engineering**”. Houston, USA. (2000).
10. BOURGOYNE, A. Y Otros. “**Applied Drilling Engineering**”. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. (1991).
11. SCHLUMBERGER. “**Principios sobre Hidráulica de Perforación**”. Agosto 2006. [http://: www.slb.com](http://www.slb.com).
12. BAKER HUGHES INTEQ. “**Manual de Ingeniería**”. Caracas, Venezuela. (1998).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Mejoramiento de la Hidráulica de Pozos Verticales y Direccionales Durante su Construcción. Caso: Pozos Ubicados en los Campos Zapatos y Mata R del Área Mayor de Oficina (AMO) Perteneciente al Distrito Social Anaco.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Jiménez Pernía, Johancy Angélica	CVLAC: 17.325.399 E MAIL: jjpernia@gmail.com
Rivera García, Carlos Eduardo	CVLAC: 14.492.930 E MAIL: cerg26@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Hidráulica.
Pozos Verticales y Direccionales.
Campo Zapatos y Mata R.
Área Mayor Oficina (AMO).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

La presente investigación se basó en la sensibilización de los parámetros operacionales (caudal y área total de flujo) con el fin de mejorar la hidráulica generada, como opción para aumentar tasas de penetración y disminuir costos, sin poner en riesgo la perforación de pozos en los Campos Zapatos-Mata R del Área Mayor de Oficina (AMO) Perteneciente al Distrito Social Anaco. En la investigación se describieron las propiedades y características litológicas de ambos campos, se seleccionó la muestra de estudio ; además de recopilar y analizar la información de la hidráulica utilizada, para luego mejorarla a través de la herramienta WELLPLAN® permitiendo así conocer el comportamiento de los parámetros operacionales óptimos que influyen directamente en las mejoras de la hidráulica. Posteriormente se crear una base de datos aplicables en la planificación de perforaciones futuras en dicha zona.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Salas, Roberto.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Vilela, Aura.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	2.831.109			
	E_MAIL	auravilela@gmail.com			
	E_MAIL				
Acosta, Félix.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.272.777			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	06	16
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

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

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Hidraulica.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: Campo Zapatos y Mata R
 (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 Petróleo.

INSTITUCIÓN:
Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.

Johancy Angélica Jiménez Pernía

Carlos Eduardo Rivera García

TUTOR
Ing. Roberto Salas

JURADO
Ing. Aura Vilela

JURADO
Ing. Félix Acosta

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Ing. Raida Patiño