

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **DETERMINACIÓN DE LA HIDRÁULICA ÓPTIMA DE PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES PARA EL CAMPO OSO**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS**

**CINTYA DAYANA LOMAS SAAVEDRA**

dayana.lomas34@gmail.com

**WILSON DANIEL CALDERÓN CORTEZ**

danielcalderoncortez@gmail.com

**DIRECTOR: ING. BLADIMIR CERÓN G.**

ignacio.ceron@epn.edu.ec

**CO- DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA**

raul.valenciat@gmail.com

Quito, diciembre 2015

## DECLARACIÓN

Nosotros, Cintya Dayana Lomas Saavedra y Wilson Daniel Calderón Cortez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente utilizado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

**CINTYA DAYANA LOMAS  
SAAVEDRA**

---

**WILSON DANIEL CALDERÓN  
CORTEZ**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente proyecto de titulación fue ejecutado por Cintya Dayana Lomas Saavedra y Wilson Daniel Calderón Cortez, bajo mi supervisión.

---

**ING. BLADIMIR CERÓN G.**  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## AGRADECIMIENTO

*Agradezco principalmente a Dios por ser quien guía y cuida mis pasos.*

*A nuestro Director, el Ing. Bladimir Cerón G. por su labor como supervisor del presente trabajo, sin cuya colaboración no se hubiese alcanzado el objetivo propuesto.*

*A los ingenieros Einstein Barrera y Marcelo Rosero por el gran apoyo brindado, por confiar en nosotros para la elaboración de este proyecto, por ser la mano amiga que nos ayudó sin ninguna obligación y sobre todo por los consejos siempre enfocados a no ser conformistas y denunciar las arbitrariedades que sin duda alguna nos permitirán ser más que buenos profesionales buenas personas.*

*Sin duda alguna, el agradecimiento infinito a los seres más importantes de mi vida, mis padres, por todo su apoyo, su esfuerzo y dedicación, pero sobre todo por darme el mejor y más valioso obsequio, la educación, gracias a la cual tengo la oportunidad de forjarme aquel futuro que tanto anhelaron para mí.*

*A mis hermanos, por ser mis cómplices, mi soporte por convertirse en los amigos más sinceros y desinteresados y sobre todo por constituir un gran ejemplo a seguir.*

*Por su amistad, apoyo incondicional, paciencia y amor, le agradezco a mi compañero de proyecto de titulación, quien se ha convertido también en mi compañero de vida, mi esposo, espero que este logro alcanzado constituya uno de muchos más que estén por venir.*

*A la Escuela Politécnica Nacional con sus excelentes docentes, los mismos que se han convertido en guía y referencia para buscar cada día la excelencia.*

*A mis compañeros y amigos quienes con su peculiar forma de ser terminaban inyectando energía y vitalidad a cada día, convirtiendo cada jornada estudiantil en un sin número de agradables momentos.*

*Dayana Lomas*

*A mi madre Gloria Calderón quien con su esfuerzo, valentía y dedicación luchó día a día por ser padre y madre, y con sus consejos y cariño nos hemos convertido en personas de bien y profesionales.*

*A mis hermanos ABY y SANTY quienes me apoyaron de manera incondicional en cada momento y han llenado de alegría mi vida con su compañía.*

*A mis abuelitos Cartuchin y Mamina quienes me dieron mucho cariño y me ayudaron con la culminación de mi educación.*

*A mis tíos quienes me apoyaron para cumplir esta meta con sus sabios consejos y motivación para no rendirme a pesar de las adversidades.*

*A mi amada esposa Daya quien durante estos años me ha brindado su apoyo incondicional y comprensión, cumpliendo sueños y metas juntos.*

*Un agradecimiento muy especial al Ingeniero Bladimir Cerón por su constante apoyo para el desarrollo del presente proyecto.*

*A los Ingenieros Marcelo Rosero y Einstein Barrera quienes sin ningún interés nos colaboraron con su valioso tiempo resolviendo nuestras inquietudes y guiándonos en el desarrollo del proyecto.*

*A mis amigos por compartir todo este tiempo y llenar de entusiasmo, alegría y experiencias este proceso.*

*A la Escuela Politécnica Nacional, la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos y sus excelentes profesores quienes son el eje fundamental de mi desarrollo profesional.*

*Daniel Calderón*

## DEDICATORIA

*El presente proyecto va dedicado en primera instancia a quien se ha convertido en el motor que impulsa y da sentido a mi vida y por quien cada día busco ser mejor persona para convertirme en su ejemplo a seguir, para ti mi Martin.*

*Mis amados padres, nadie merece más que ustedes la dedicatoria de este trabajo y de todos mis triunfos, espero que con esto pueda corresponder aunque en una minúscula parte al inmenso esfuerzo que hicieron y siguen haciendo por mí. Gracias por su apoyo y amor incondicional.*

*Dayana Lomas*

*A la memoria de mi amado abuelo Luis Ernesto Calderón quien supo ser como un padre para mí, esto también es producto de tu esfuerzo y aunque no me acompañes físicamente tu amor y sabios consejos perduraran en mí, forjando mi carácter y personalidad.*

*A mi madre, abuelita, Lucy y Edy quienes me han dejado esta invaluable herencia.*

*A Martín mi hijo quien con su inocencia a motivado cada esfuerzo para cumplir mis metas y poder guiar con el ejemplo sus pasos.*

*Daniel Calderón*

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
DEDICATORIA .....	VI
CONTENIDO .....	VIII
LISTADO DE FIGURAS.....	XII
LISTADO DE TABLAS.....	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XV
RESUMEN.....	XXI
PRESENTACIÓN .....	XXII
<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>1</b>
<b>GENERALIDADES DEL CAMPO OSO.....</b>	<b>1</b>
1.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO OSO.....	1
1.3. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA .....	2
1.3.1. ESTRATIGRAFÍA .....	2
1.3.2. LITOLÓGÍA.....	4
1.3.2.1. Cuaternario.....	4
1.3.2.2. Formación Chalcana .....	4
1.3.2.3. Formación Orteguaza.....	4
1.3.2.4. Formación Tiyuyacu .....	4
1.3.2.5. Formación Tena .....	5
1.3.2.6. Formación Napo.....	5
1.3.2.7. Formación Hollín .....	7
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>8</b>
<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PROGRAMAS DE HIDRÁULICA PARA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....</b>	<b>8</b>
2.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	8
2.1.1. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	8
2.1.2. APLICACIONES DE LOS POZOS DIRECCIONALES .....	10
2.1.3. TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL. ....	10
2.1.4. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	13
2.2. SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN .....	15
2.2.1. SISTEMA DE POTENCIA.....	16
2.2.2. SISTEMA DE ROTACIÓN .....	16
2.2.2.1. Ensamblaje de Mesa Rotaria y/ó Top Drive.....	16



2.2.2.2. Sarta de Perforación.....	17
2.2.2.2.1. Tubería de perforación ó Drill pipe .....	17
2.2.2.2.2. Ensamblaje de fondo o Bottom Hole Assembly (BHA).....	17
2.2.2.3. Broca o Bit.....	19
2.2.2.3.1. Tipos de brocas .....	19
2.2.2.3.2. Factores que afectan el desgaste de las brocas .....	21
2.2.3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	23
2.2.4. SISTEMA CIRCULANTE DE FLUIDOS.....	23
2.2.4.1. Bombas de lodo .....	23
2.2.4.2. Líneas de descarga y retorno .....	25
2.2.4.3. Tubo parado y manguera rotatoria de lodos .....	25
2.2.5. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES.....	25
2.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	26
2.3.1. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	26
2.3.1.1. Capacidad de transporte .....	26
2.3.1.2. Enfriar y lubricar .....	26
2.3.1.3. Formar revoque.....	27
2.3.1.4. Controlar la presión de la formación .....	27
2.3.1.5. Capacidad de suspensión .....	29
2.3.1.6. Flotabilidad .....	29
2.3.1.7. Estabilizar las paredes del hueco perforado .....	29
2.3.1.8. Asegurar una evaluación adecuada de la formación .....	30
2.3.1.9. Transmitir la energía hidráulica.....	30
2.3.2. CLASES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	30
2.3.2.1. Aire-gas.....	30
2.3.2.2. Espuma o fluidos aireados.....	31
2.3.2.3. Lodos en base agua.....	31
2.3.2.4. Lodos en emulsión de aceite .....	32
2.3.2.5. Lodos en Base Aceite.....	33
2.3.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	33
2.3.3.1. Propiedades físicas .....	34
2.3.3.1.1. Densidad o peso .....	34
2.3.3.1.2. Viscosidad de embudo (FV).....	34
2.3.3.1.3. Viscosidad plástica (VP) .....	34
2.3.3.1.4. Punto cedente (YP).....	35
2.3.3.1.5. Resistencia de Gel.....	35
2.3.3.1.6. Filtrado.....	35
2.3.3.1.7. pH.....	36
2.3.3.1.8. Contenido de arena .....	36
2.3.3.1.9. Contenido de sólidos y líquidos.....	36
2.3.3.2. Propiedades químicas .....	36
2.3.3.2.1. Dureza .....	36
2.3.3.2.2. Cloruros .....	37
2.3.3.2.3. Alcalinidad .....	37
2.3.3.2.4. MBT (Methylene Blue Test).....	37
2.3.4. ADITIVOS.....	37

2.3.4.1. Densificantes.....	37
2.3.4.2. Viscosificantes.....	37
2.3.4.3. Materiales para controlar filtrado .....	37
2.3.4.4. Materiales para controlar reología .....	38
2.3.4.5. Materiales para controlar pH .....	38
2.3.4.6. Materiales para controlar perdida de circulación.....	38
2.3.4.7. Materiales para dar lubricidad .....	38
2.3.4.8. Materiales surfactantes .....	38
2.3.4.9. Materiales para flocular .....	38
2.3.4.10. Materiales estabilizantes de Lutitas .....	39
2.3.4.11. Materiales para controlar la corrosión.....	39
2.3.4.12. Bactericidas.....	39
2.3.4.13. Materiales para precipitar contaminantes .....	39
<b>2.4. PROBLEMAS TÍPICOS DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>39</b>
2.4.1. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN .....	40
2.4.2. PEGA DE TUBERÍAS .....	40
<b>2.5. HIDRÁULICA .....</b>	<b>41</b>
2.5.1. IMPORTANCIA DE UNA BUENA HIDRÁULICA .....	42
2.5.2. FACTORES QUE AFECTAN LA HIDRÁULICA.....	42
2.5.3. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN .....	43
2.5.3.1. Pérdidas de presión en el sistema de circulación .....	43
2.5.3.1.1. Pérdidas de presión en superficie .....	45
2.5.3.1.2. Pérdidas de presión en la sarta de perforación .....	45
2.5.3.1.3. Pérdidas de presión a través de la broca .....	46
2.5.3.1.4. Densidad equivalente de circulación (ECD). .....	50
2.5.4. OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA. ....	50
2.5.4.1. Optimización de la hidráulica en la broca .....	51
2.5.4.1.1. Máxima potencia hidráulica en la broca. ....	51
2.5.4.1.2. Máxima fuerza de impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo. ..	53
2.5.5. DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRÁULICO.....	53
2.5.6. LIMPIEZA DEL AGUJERO .....	55
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>57</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS PROGRAMAS DE HIDRÁULICA DESARROLLADOS EN EL CAMPO OSO.....</b>	<b>57</b>
3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	57
3.1.1. DISTRIBUCIÓN NORMAL O CAMPANA DE GAUSS.....	59
3.2. RECOPIACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	61
3.2.1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	61
3.2.2. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS....	61
3.2.3. ANÁLISIS DE LAS BROCAS Y PARÁMETROS OPERACIONALES UTILIZADOS EN CADA SECCIÓN.....	64
3.2.4. RESUMEN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN CADA SECCIÓN. ....	94
3.2.5. ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA GENERADA .....	100

3.3. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS .....	103
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	107
<b>ALTERNATIVAS PARA DESARROLLAR UNA HIDRÁULICA ÓPTIMA</b> .....	107
4.1. PASOS A SEGUIR PARA EL MEJORAMIENTO DE LA HIDRÁULICA .....	107
4.2. RANGO DE PARÁMETROS OPERACIONALES RECOMENDADO PARA LA PERFORACIÓN .....	108
4.3. ANÁLISIS DE POZOS CON PARÁMETROS OPERACIONALES FUERA DE RANGO RECOMENDADO .....	109
4.4. OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA .....	109
4.5. ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE PERFORACIÓN .....	112
4.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	114
<b>CAPÍTULO V</b> .....	117
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	117
5.1. CONCLUSIONES .....	117
5.2. RECOMENDACIONES .....	120
GLOSARIO .....	122
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	125
ANEXOS .....	127

## LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. 1. UBICACIÓN DEL CAMPO OSO .....	2
FIGURA 1. 2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR .....	3
FIGURA 2. 1. PERFILES DIRECCIONALES.....	9
FIGURA 2. 2. BROCA TRICÓNICA .....	20
FIGURA 2. 3. BROCA PDC .....	20
FIGURA 2. 4. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN .....	44
FIGURA 3. 1. CAMPANA DE GAUSS-DISTRIBUCIÓN NORMAL .....	60
FIGURA 3. 2. VARIACIÓN LITOLÓGICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS .....	63
FIGURA 3. 3. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	68
FIGURA 3. 4. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	68
FIGURA 3. 5. ANÁLISIS MÚLTIPLE DE ROP VS. INTERVALO PERFORADO PARA BROCAS UTILIZADAS EN SECCIÓN DE 16" .....	69
FIGURA 3. 6. RANGO DE ROP (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	70
FIGURA 3. 7. RANGO DE ROP (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	71
FIGURA 3. 8. RANGO DE RPM (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	72
FIGURA 3. 9. RANGO DE RPM (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	72
FIGURA 3. 10. RANGO DE PRESIÓN (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	73
FIGURA 3. 11. RANGO DE PRESIÓN (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	74
FIGURA 3. 12. RANGO DE CAUDAL (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	74
FIGURA 3. 13. RANGO DE CAUDAL (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	75
FIGURA 3. 14. RANGO DE WOB (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	76
FIGURA 3. 15. RANGO DE WOB (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	76
FIGURA 3. 16. RANGO DE TORQUE (TRC) SECCIÓN DE 16" .....	77
FIGURA 3. 17. RANGO DE TORQUE (PDC) SECCIÓN DE 16" .....	77
FIGURA 3. 18. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA SECCIÓN DE 12 1/4" .....	80
FIGURA 3. 19. ANÁLISIS MÚLTIPLE DE ROP VS. INTERVALO PERFORADO PARA BROCAS UTILIZADAS EN SECCIÓN DE 12 1/4" .....	81
FIGURA 3. 20. RANGO DE ROP SECCIÓN DE 12 1/4" .....	82
FIGURA 3. 21. RANGO DE RPM SECCIÓN DE 12 1/4" .....	83
FIGURA 3. 22. RANGO DE PRESIÓN SECCIÓN DE 12 1/4" .....	83
FIGURA 3. 23. RANGO DE CAUDAL SECCIÓN DE 12 1/4" .....	84
FIGURA 3. 24. RANGO DE WOB SECCIÓN DE 12 1/4" .....	84
FIGURA 3. 25. RANGO DE TORQUE SECCIÓN DE 12 1/4" .....	85
FIGURA 3. 26. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA SECCIÓN DE 8 1/2" .....	88
FIGURA 3. 27. ANÁLISIS MÚLTIPLE DE ROP VS. INTERVALO PERFORADO PARA BROCAS UTILIZADAS EN SECCIÓN DE 8 1/2" .....	89
FIGURA 3. 28. RANGO DE ROP SECCIÓN DE 8 1/2" .....	90

FIGURA 3. 29. RANGO DE RPM SECCIÓN DE 8 1/2" .....	91
FIGURA 3. 30. RANGO DE PRESIÓN SECCIÓN DE 8 1/2" .....	91
FIGURA 3. 31. RANGO DE CAUDAL SECCIÓN DE 8 1/2" .....	92
FIGURA 3. 32. RANGO DE WOB SECCIÓN DE 8 1/2" .....	92
FIGURA 3. 33. RANGO DE TORQUE SECCIÓN DE 8 1/2" .....	93
FIGURA 4. 1. TIEMPO REAL VS. OPTIMIZADO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	113

## LISTADO DE TABLAS

TABLA 2. 1. TIPOS DE MOTORES DE FONDO .....	18
TABLA 2. 2. ACCESORIOS DEL BHA .....	19
TABLA 2. 3. RESUMEN DE LOS CUATRO TIPOS DE EQUIPOS DE SUPERFICIE CON SU RESPECTIVO FACTOR DE FRICCIÓN.....	45
TABLA 2. 4. PRINCIPALES PARÁMETROS QUE SE VEN AFECTADOS POR UNA INEFICIENTE LIMPIEZA DEL POZO.....	56
TABLA 3. 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS .....	61
TABLA 3. 2. PROFUNDIDAD DE LOS TOPES FORMACIONALES Y DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA .....	62
TABLA 3. 3. PROFUNDIDAD REFERENCIAL DE LOS TOPES FORMACIONALES.....	64
TABLA 3. 4. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 16" .....	65
TABLA 3. 5. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4" .....	78
TABLA 3. 6. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 8 1/2" .....	86
TABLA 3. 7. LISTAS DE PRODUCTOS RELEVANTES UTILIZADOS CON SUS RESPECTIVOS NOMBRES COMERCIALES .....	94
TABLA 3. 8. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN DE 16" .....	95
TABLA 3. 9. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4" .....	96
TABLA 3. 10. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2" .....	99
TABLA 3. 11. LÍMITES RECOMENDADOS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN CADA SECCIÓN.....	100
TABLA 3. 12. PARÁMETROS OPERACIONALES DEL POZO OSO B-46 .....	101
TABLA 3. 13. RESULTADOS DE LA HIDRÁULICA GENERADA CAMPO OSO B-46 ...	103
TABLA 3. 14. PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DE INTERÉS.....	104
TABLA 3. 15. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 16" .....	105
TABLA 3. 16. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4" .....	105
TABLA 3. 17. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 8 1/2" .....	106
TABLA 4. 1. PARÁMETROS RECOMENDADOS PARA CADA SECCIÓN .....	108
TABLA 4. 2. HIDRÁULICA GENERADA DEL CAMPO OSO B-46 CON VALORES DE HSI FUERA DE RANGO. ....	109
TABLA 4. 3. PARÁMETROS OPERACIONALES INICIALES VS. OPTIMIZADOS POZO OSO B-46.....	110
TABLA 4. 4. TABLA DE HIDRÁULICA INICIAL VS. OPTIMIZADA POZO OSO B-46.....	111
TABLA 4. 5. RANGO RECOMENDADO PARA LA HIDRÁULICA DE CADA SECCIÓN	112
TABLA 4. 6. TIEMPO INICIAL VS. TIEMPO OPTIMIZADO POZO OSO B-46.....	112
TABLA 4. 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	113

## SIMBOLOGÍA

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
MD	Profundidad medida
TVD	Profundidad vertical verdadera
KOP	Punto de desvío
BUR	Tasa de construcción de ángulo
DOR	Tasa de caída de ángulo
TR	Tasa de cambio de dirección
BS	Sección de construcción de ángulo
DP	Sección de caída de ángulo
VS	Sección vertical
EOB	Fin de la sección de construcción
WOB	Peso sobre la broca
ROP	Tasa de penetración
RPM	Velocidad de rotación
gpm	Galones/minuto
BHA	Ensamblaje de fondo
TRC	Brocas tricónicas
PDC	Diamante policristalino compacto
HHP	Potencia hidráulica de salida en motores
HP	Caballos de fuerza
HP/in <sup>2</sup>	Potencia hidráulica/pulgada cuadrada

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
P	Presión de descarga de la bomba
psi	Libras fuerza/pulgada cuadrada
lpg	Libras/galón
$E_b$	Eficiencia mecánica de la bomba
$Q$	Caudal de la bomba
$Q_{bd}$	Caudal de la bomba dúplex
$Q_{bt}$	Caudal de la bomba tríplex
gal/emb	Galones /embolada
$d_p$	Diámetro del pistón
$d_r$	Diámetro del vástago
$L_c$	Longitud de la camisa
in	Pulgadas
$E_v$	Eficiencia volumétrica
$N_e$	Número de emboladas
No/min	Número de emboladas/minuto
$P_h$	Presión Hidrostática
$g$	Aceleración gravitacional
Gh	Gradiente de presión hidrostática
lbs/bl	Libras/barril
$MW$	Peso del lodo
$\sigma_{ov}$	Presión de sobrecarga
$\rho_b$	Densidad de volumen de la formación
$\sigma_{ovg}$	Gradiente de sobrecarga



<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
ft	Pie
$\theta$	Porosidad expresada como una fracción.
$\rho_{ma}$	Densidad de la matriz
$\rho_f$	Densidad del fluido de la formación
gr/cc	Gramos/centímetro cúbico
FV	Viscosidad de embudo
VP	Viscosidad plástica
Cp	Centipoises
YP	Punto cedente
MBT	Prueba de azul de metileno
$\Delta P_{sist}$	Pérdidas de presión en el sistema
$\Delta P_{sf}$	Pérdidas de presión en superficie
$\Delta P_t$	Pérdidas de presión en la columna de perforación
$\Delta P_a$	Pérdidas de presión en el anular
$\Delta P_{motor}$	Pérdidas de presión en el motor
$\Delta P_{MWD}$	Pérdidas de presión en MWD
MWD	Herramienta que mide mientras perfora
C	Factor de fricción
ID	Diámetro interno
$V_a$	Velocidad del fluido en el anular

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
ft/min	Pies/minuto
$L$	Longitud de la tubería
$D_a$	Diámetro del agujero
$OD$	Diámetro externo de la tubería
$\Delta P_b$	Pérdidas de presión en la broca
$J_n$	Diámetro de los jets
$TFA$	Área total de flujo
ft/seg	Pies/segundo
$F.I$	Fuerza de impacto hidráulico
lbs	Libras
$V_{jets}$	Velocidad de los jets
$HHP_b$	Potencia hidráulica en la broca
$HSI$	Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada del área de la broca
$Db$	Diámetro de la broca
Qmín	Caudal mínimo
Qmáx	Caudal máximo
ECD	Densidad equivalente de circulación
$P_b$	Presión disponible en la broca
$P_{sf}$	Presión máxima en superficie
$\Delta P_{sist-ópt}$	Pérdidas de presión óptimas del sistema

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
$\Delta P_{b-ópt}$	Pérdidas de presión óptimas en la broca
$Q_{ópt}$	Caudal óptimo
$F_c$	Factor de corrección
$N$	Número de jets
$f(x)$	Función de distribución normal
$\sigma$	Desviación estándar
$x$	Variable aleatoria continua
$\mu$	Media muestral
$e$	Base del logaritmo natural
D	Direccional
T-IND	Terciario indiferenciado
ORT	Orteguaza
CUAT-IND	Cuaternario Indiferenciado
CHAL	Chalcana
TIY	Tiyuyacu
CAL-M1	Caliza M1
CAL-M2	Caliza M2
U-PRAL	Arenisca U Principal
NAPO-MED	Lutita Napo Media
HOLLÍN-SUP	Hollín Superior
HOLLÍN-PRAL	Hollín Principal

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
PRE-CRET	Pre cretácico
Eq	Equipo de superficie
Opt	Optimizado
Diam	Diámetro

## RESUMEN

El presente proyecto está orientado al análisis de los parámetros operacionales que intervienen en la perforación y que afectan directamente la hidráulica de los pozos direccionales perforados en el Campo Oso, con la finalidad de optimizar las operaciones de perforación generando una adecuada limpieza del hoyo y una disminución en los tiempos de trabajo.

En el primer capítulo se presenta una breve explicación de las generalidades del Campo Oso además de la ubicación y descripción tanto estratigráfica como litológica del mismo.

En el segundo capítulo se realiza un análisis de los fundamentos teóricos necesarios para desarrollar programas de hidráulica en perforación direccional, tomando en cuenta los sistemas, los fluidos y los problemas que intervienen en la perforación, además de definir el lineamiento adecuado para la optimización.

En el tercer capítulo se plantea la metodología de investigación a partir del uso de herramientas estadísticas, además de la recopilación y análisis de los parámetros de perforación y la hidráulica generada en las diferentes secciones de los pozos direccionales del Campo Oso así como los problemas suscitados durante este proceso.

En el cuarto capítulo se desarrollan las alternativas para obtener una hidráulica óptima mediante la sensibilización de los parámetros operacionales establecidos como eficientes, en base a esto, se presenta un análisis del tiempo de perforación que permite corroborar la optimización en los trabajos de perforación.

Finalmente el quinto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas tras determinar la hidráulica óptima de perforación de pozos direccionales en el Campo Oso.

## PRESENTACIÓN

El presente proyecto surge con la necesidad generada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de obtener alternativas para contrarrestar los diferentes problemas suscitados en la perforación de pozos direccionales en el Campo Oso, siendo uno de sus principales inconvenientes los largos tiempos de perforación generados por un inadecuado manejo de programas hidráulicos; de allí que mediante este proyecto se busca disminuir dichos tiempos mediante un análisis y optimización en la hidráulica de perforación.

De acuerdo a las necesidades de mejoramiento de la hidráulica se evaluaron también los problemas más frecuentes dentro de cada pozo seleccionado como son pega de tubería, empaquetamiento, bajos caudales que repercuten en la limpieza del hoyo y que al identificarlos aportan para desarrollar de mejor manera el proyecto.

Para el desarrollo de este trabajo se seleccionaron pozos direccionales perforados durante los últimos tres años, los mismos que contienen reportes completos de litología, brocas, fluidos de perforación y programas de hidráulica desarrollados, con la finalidad de generar un análisis estadístico que proporcione los rangos más apropiados utilizados en la perforación de cada sección y que puedan servir de referencia para trabajos futuros en el campo en estudio.

En base a la información estadística obtenida de los parámetros operacionales que interviene en la hidráulica, se modificó los valores iniciales optimizando de esta manera la hidráulica y los tiempos de perforación empleados en la construcción de los pozos

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES DEL CAMPO OSO

### 1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El Bloque 7 fue descubierto por TEXACO en 1970, en diciembre de 1985, la BRITISH PETROLEUM DEVELOPMENT LIMITED (B.P.) suscribió un contrato de prestación de servicios con la CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE), actualmente PETROECUADOR. En agosto de 1990, la ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY asumió el 100% de los derechos y obligaciones que poseía B.P. sobre el bloque 7.

A mediados de 1993 se determinó que el Bloque 7 era compartido entre PETROECUADOR y ORYX, teniendo la empresa estatal el mayor porcentaje de participación correspondiente al 54%.

En 1998 entró KERR McGEE (EE.UU.), empresa que un año después, el 26 de febrero de 1999 se fusionaría con ORYX en una misma empresa.

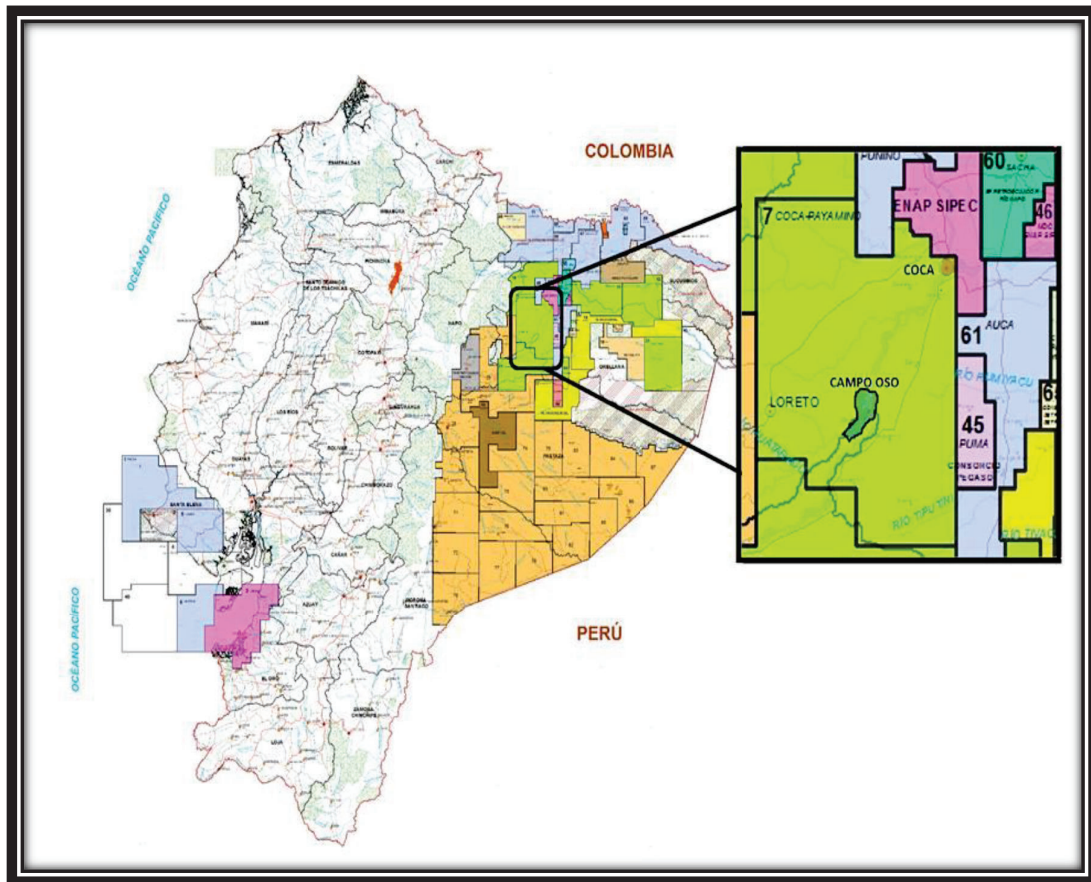
En el año 2000 se firmó un contratado de participación con PERENCO, BURLINGTON Y PREUSSAG ENERGIE INTERNATIONAL. Finalmente en julio del 2009 el Bloque 7 es entregado para la administración de PETROAMAZONAS EP.

### 1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO OSO

El Campo Oso operado actualmente por PETROAMAZONAS EP, se encuentra ubicado dentro del Bloque 7 a 50 km al sur de la ciudad del Coca.

En la Figura 1.1, se presenta un mapa con los bloques petroleros del Ecuador y a su costado derecho el Bloque 7 y el Campo Oso ampliado para una mejor visualización.

**FIGURA 1. 1. UBICACIÓN DEL CAMPO OSO**



**Fuente:** Secretaría De Hidrocarburos

**Editado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### 1.3. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA

#### 1.3.1. ESTRATIGRAFÍA

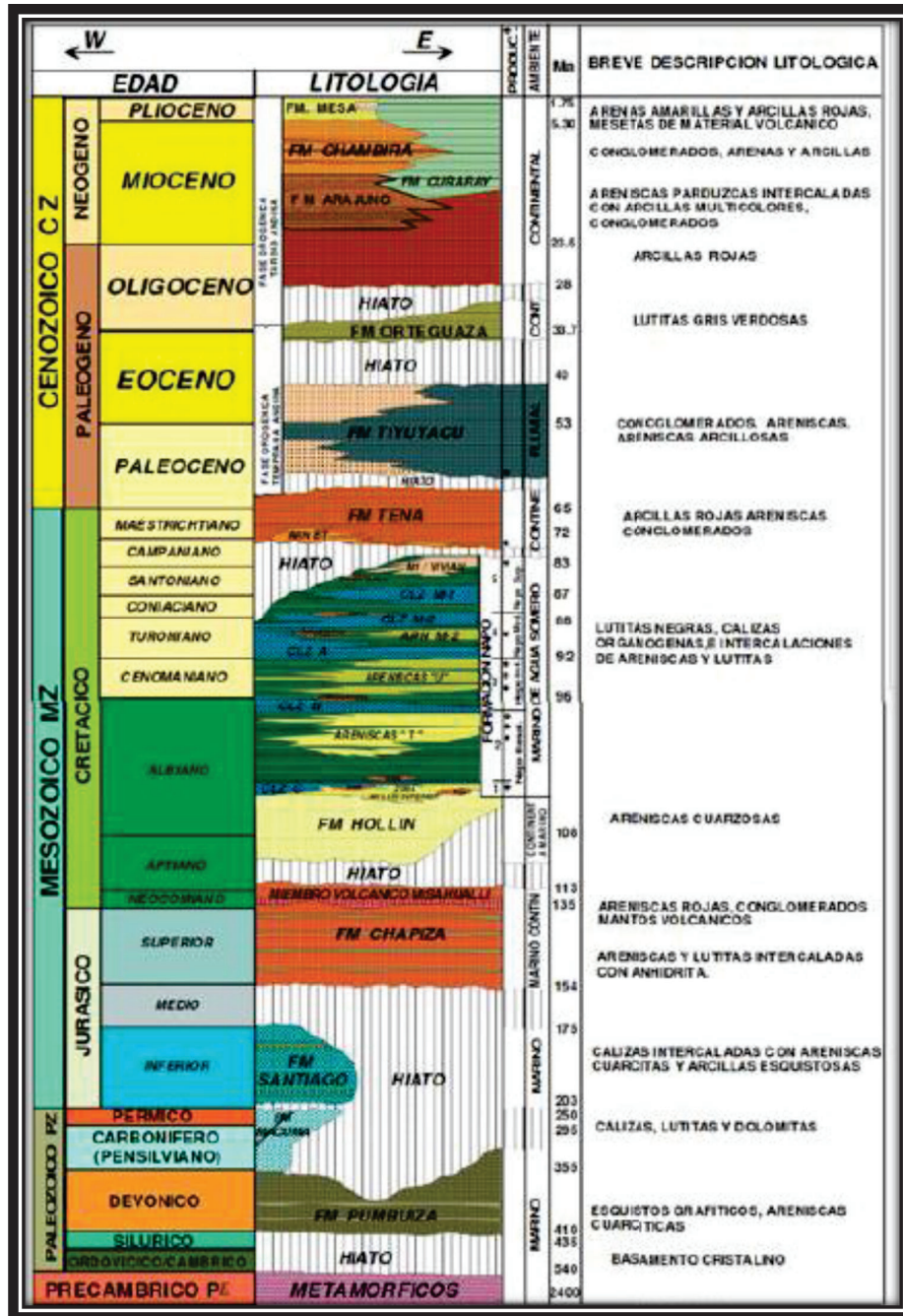
El Campo Oso posee una estructura anticlinal de relieve fuerte, controlado por una falla inversa rejuvenecida. En los mapas de tiempo y profundidad el mapeo al nivel Cretáceo se presenta como un anticlinal ligeramente elongado en dirección Norte-Sur y el análisis de la estructura indica claramente que el cierre a fines del Cretáceo es restringido y controlado por la falla.

En la formación Hollín se encuentran depósitos de lutitas, calizas y areniscas de la formación Napo, debido a estos depósitos predominantes marino somero se



puede considerar como formaciones de interés la arenisca T, la caliza B, la arenisca U, la caliza A y la caliza M2.

**FIGURA 1. 2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR**



Fuente: Secretaría De Hidrocarburos

Editado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la Figura 1.2 se muestra un esquema generalizado de la columna estratigráfica de la cuenca oriental del Ecuador.

## **1.3.2. LITOLOGÍA**

### **1.3.2.1. Cuaternario**

En la parte superior se caracteriza por una secuencia comprendida por conglomerados y areniscas con intercalaciones de capas de arcillolitas; en la parte media hacia la base presenta arcillolitas intercaladas con areniscas, limolitas, capas de anhidrita y esporádicamente niveles de carbón.

### **1.3.2.2. Formación Chalcana**

Constituida principalmente de arcillolitas con intercalaciones de limolita, carbón y anhidrita en el tope. Hacia la parte media posee arcillolita, arenisca, limolita y anhidrita. En la base presenta arcillolita con intercalaciones de limolita y arenisca.

### **1.3.2.3. Formación Orteguaza**

Principalmente está comprendida de lutitas con intercalaciones de limolita y arenisca.

### **1.3.2.4. Formación Tiyuyacu**

Está comprendida por arcillolitas intercaladas con finos lentes de arenisca y limolita en toda la formación. Además se conforma por cuerpos de conglomerado siendo éstos cuarzosos, en tanto que, el conglomerado basal está constituido por chert.

#### **➤ Conglomerado Superior Tiyuyacu**

Esta secuencia está comprendida por un conglomerado cuarzoso.

#### **➤ Conglomerado Intermedio Tiyuyacu**

Está comprendida por conglomerado intercalado con finos lentes de limolita en toda la formación.

#### **➤ Conglomerado Inferior Tiyuyacu**

Está comprendido por un potente conglomerado de chert con intercalaciones de arcillolita.

### **1.3.2.5. Formación Tena**

Compuesta principalmente por arcillolitas y finos lentes de caliza, arenisca y limolita en toda la formación.

En la base se presenta el miembro correspondiente a la arenisca Basal Tena.

#### **➤ Arenisca Basal Tena**

Constituido principalmente por arenisca gris clara, blanca, hialina, translúcida a transparente, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subredondeada, moderada selección, matriz argilácea, cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad visible. Manifestación de hidrocarburo en forma de trazas.

### **1.3.2.6. Formación Napo**

Constituida principalmente por lutitas con intercalaciones de areniscas y calizas.

En la Formación Napo se hallan los reservorios correspondientes a Arenisca “U” y Arenisca “T”.

#### **➤ Caliza “M-1”**

Está constituido por caliza con intercalaciones de lutita.

Hacia el tope encontramos la caliza crema moteada con gris claro, suave a moderadamente dura, corte irregular a blocoso, porosidad no visible, ocasionalmente con inclusiones de micro pirita. Presenta trazas de hidrocarburo.

Hacia la base la caliza presenta inclusiones de micro pirita sin presencia de hidrocarburo.

#### **➤ Caliza “M-2”**

Está constituido por un cuerpo de caliza suave, de corte irregular y porosidad no visible con intercalaciones de lutita moderadamente dura a suave, laminar con textura cerosa a terrosa.

#### **➤ Caliza “A”**

Hacia el tope está constituido por un cuerpo masivo de caliza con intercalaciones de lutita. Sin manifestación de hidrocarburo.

➤ **Arenisca “U”**

Está constituido por areniscas, con intercalaciones de lutita. En el presente Campo se la ha dividido en dos submiembros de acuerdo a las características del reservorio.

- *Arenisca “U” Superior*

Constituido por arenisca con finas intercalaciones de lutita. La arenisca se caracteriza por un color café clara, grano fino a muy fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, en parte matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Pobre manifestación de hidrocarburo. La lutita posee una textura cerosa a terrosa, sin reacción calcárea.

- *Arenisca “U” Principal*

Constituido, de manera general, principalmente por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, con una porosidad de regular a buena y pobre manifestación de hidrocarburo.

➤ **Lutita Napo Media**

Está constituido principalmente por lutita de corte físil y textura cerosa con intercalaciones de caliza de corte blocoso, porosidad no visible y sin manifestación de hidrocarburo hacia el tope.

➤ **Caliza “B”**

Está constituido principalmente por caliza suave a moderadamente dura, de corte irregular, porosidad no visible, en partes con inclusiones de micro pirita. Sin manifestación de hidrocarburo.

➤ **Arenisca “T”**

Está constituido principalmente de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. De acuerdo a características del reservorio, la Arenisca “T” se la ha dividido en dos submiembros:

- ***Arenisca “T” Superior***

Está constituido principalmente de arenisca transparente a translúcida, friable, moderadamente consolidada con intercalaciones de lutita de corte astillosa y textura cerosa y hacia la base con caliza suave a moderadamente dura.

- ***Arenisca “T” Principal***

Está constituido principalmente por arenisca, con intercalaciones de lutita.

- **Lutita Napo Inferior**

Este Miembro está constituido principalmente por lutita gris, gris clara, suave a moderadamente dura, físil, laminar, textura terrosa a cerosa, sin reacción calcárea con intercalaciones de caliza hacia el tope.

La caliza tiene corte blocoso a irregular, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Sin manifestación de hidrocarburo.

### **1.3.2.7. Formación Hollín**

La Formación Hollín se encuentra constituida por dos miembros de acuerdo con las características del reservorio.

- **Arenisca Hollín Superior**

Está compuesta principalmente por arenisca de grano medio a fino, cuarzosa, subredondeada a subangular, buena selección, matriz no visible, cemento no visible, buena porosidad visible. Pobre manifestación de hidrocarburos con intercalaciones de lutita hacia el tope. La lutita presenta un color café suave a moderadamente dura, blocosa, planar, textura terrosa a cerosa, sin manifestación calcárea.

- **Arenisca Hollín Principal**

Está compuesta principalmente por arenisca hialina, transparente, suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subredondeada a subangular, moderada selección, con intercalaciones de lutita hacia el tope.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PROGRAMAS DE HIDRÁULICA PARA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

#### 2.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Perforación direccional es la operación previamente planificada con el fin de perforar un pozo con rumbo e inclinación que permitan alcanzar los objetivos planteados.

Generalmente los pozos se perforan para que sean verticales, pero en muchas ocasiones es necesario o ventajoso perforar un pozo a un ángulo fuera de la vertical. Los desarrollos tecnológicos han hecho de esto un componente importante en la perforación moderna, permitiendo que se exploten reservorios antiguamente inaccesibles.

##### 2.1.1. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

###### ➤ Pozo vertical

El perfil de un pozo vertical o convencional no es justamente vertical, pero mantiene toda su sección con dicha tendencia.

###### ➤ Pozo tipo S

El perfil de un pozo tipo S inicialmente es perforado en sentido vertical; después se desvía siguiendo un determinado ángulo máximo que se mantiene hasta cierta profundidad, para entonces volver a la vertical, disminuyendo el ángulo, alcanzando el objetivo final.

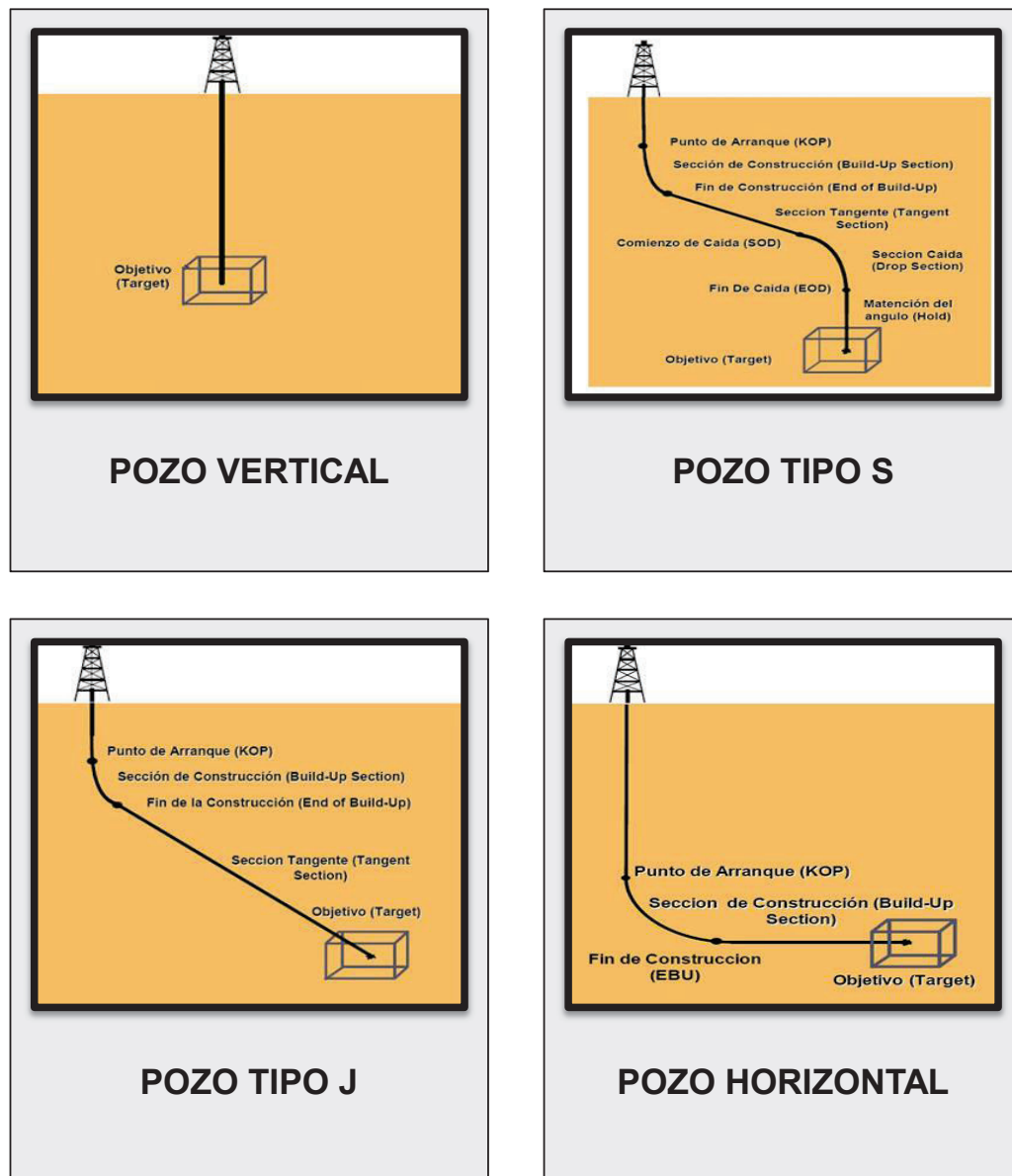
###### ➤ Pozo Tipo J (Slant)

El perfil de un pozo tipo J es también conocido como curvo. Esta trayectoria es similar a la anterior con la diferencia de que no presenta la parte final correspondiente a la caída del ángulo. En este caso con el ángulo máximo de desviación construido desde la vertical a cierta profundidad se llega al objetivo.

### ➤ Pozo Horizontal

El perfil de un pozo horizontal se diferencia de los anteriores en su parte final porque el ángulo de desviación con respecto a la vertical se construye desde cierta profundidad, a partir de la cual se va incrementando hasta llegar a los 90° de desviación de la vertical, alcanzando el sentido horizontal.

**FIGURA 2. 1. PERFILES DIRECCIONALES**



**Fuente:** Documento Perforación Direccional Ing. Jorge Dueñas

**Editado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### 2.1.2. APLICACIONES DE LOS POZOS DIRECCIONALES

La mayoría de los perfiles descritos anteriormente pueden ser aplicados para perforar pozos que no podrían alcanzar los potenciales yacimientos productores debido a impedimentos de orden especialmente físico y ambiental.

A continuación se listan algunas de las aplicaciones más comunes:

- Perforación de yacimientos directamente bajo lagos, ríos, etc.
- Perforación de pozos múltiples desde una plataforma mar afuera.
- Desarrollo de un campo bajo una ciudad usando pozos direccionales.
- Perforación de pozos desviados donde el yacimiento está bajo obstrucciones superficiales considerables.
- Desviación de un pozo para salvar un pescado.
- Uso de un pozo viejo para construir un nuevo pozo desviado partiendo desde el casing.

### 2.1.3. TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

#### ➤ Survey

Instrumento de fondo usado para determinar el azimut e inclinación del pozo. Esta información es registrada en una hoja de cálculo llamada survey.

#### ➤ Profundidad Medida/MD (Measured Depth)

Es la distancia real a lo largo del pozo, medida desde el nivel de referencia en la superficie hasta un punto localizado en la trayectoria del pozo.

Esta profundidad siempre se puede conocer ya sea midiendo la tubería de perforación o mediante un contador (registro de profundidad) de la línea de acero.

#### ➤ Profundidad Vertical Verdadera/TVD (True Vertical Depth)

Es la distancia desde el nivel de referencia en la superficie hasta un punto en la trayectoria del pozo, medida verticalmente.

En pozos verticales, la profundidad medida y la profundidad vertical verdadera tienen el mismo valor, ya que el ángulo de inclinación es teóricamente 0°.



➤ **Azimut**

Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido horario, a partir del norte de referencia.

➤ **Punto de desvío/KOP (Kick of Point)**

Es el punto en la trayectoria del pozo, donde inicia la sección de construcción del ángulo de inclinación.

➤ **Ángulo de inclinación**

Es el ángulo del pozo a cualquier punto del survey medido desde la vertical. Por convención,  $0^\circ$  corresponde a la vertical y  $90^\circ$  a la horizontal.

➤ **Desviación (Nudge)**

Es el punto de desviación en inclinación y/o dirección en la trayectoria del pozo, es decir, la variación de ángulo de inclinación y/o azimut, principalmente para evitar la cercanía con pozos vecinos.

➤ **Ángulo Máximo**

Es el máximo valor de inclinación alcanzado durante la construcción de la curva de un pozo y es un factor importante en la planeación de una trayectoria direccional, para considerar los posibles problemas o inconvenientes que se pueden presentar en las operaciones y de esta manera optimizar la perforación.

➤ **Tasa de Construcción del Ángulo (Build Up Rate/BUR)**

Es la velocidad de incremento del ángulo de inclinación con que se va construyendo la trayectoria del pozo.

Es expresada en grados por cada 100 pies ( $^\circ/100\text{ft}$ ), es decir, es la relación del ángulo dividido por la profundidad medida (MD)

➤ **Tasa de Caída del Ángulo (Drop off Rate/DOR)**

Es la velocidad a la cual el ángulo de inclinación decrece y también es expresada en grados por cada 100 pies ( $^\circ/100\text{ft}$ ).

➤ **Tasa de Cambio de Dirección (Turn Rate/TR)**

Es la velocidad de giro de la dirección del pozo en términos de azimut. Y es expresada en grados por cada 100 pies ( $^{\circ}/100\text{ft}$ ).

➤ **Sección de Construcción de Ángulo (Build Section/BS)**

Es la sección en la trayectoria del pozo en donde se empieza a construir su ángulo de inclinación antes de una sección tangente.

➤ **Sección de Caída de Ángulo (Drop Section/DP)**

Es la sección en la trayectoria del pozo en donde se empieza a disminuir su ángulo de inclinación después de una sección tangente.

➤ **Objetivo (Target)**

Se denomina así a la zona de interés a la cual se quiere llegar, por lo general a la arena productora ubicada en una de las formaciones. Su localización exacta generalmente es proporcionada en coordenadas geográficas y profundidad vertical verdadera (TVD) y depende de la necesidad de la compañía operadora de acuerdo al campo en el que se encuentra el pozo.

➤ **Radio de tolerancia del objetivo**

Es el área dentro de la cual puede ser alcanzado el objetivo. Debido a las diferentes variables que se presentan en la perforación como: inclinación, profundidad, dirección y desplazamiento, puede ser generalmente un punto, un círculo o un cilindro.

➤ **Sección Tangente**

Es la sección donde se mantiene la inclinación y dirección en modo rotario hasta que el siguiente punto sea alcanzado. Al final de la sección tangente se puede incluir una sección de caída o de construcción del ángulo.

➤ **Sección Vertical (VS)**

Es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo de la trayectoria del pozo en un plano vertical.

➤ **Fin de la Sección de Construcción (End of Build/EOB)**

Es el punto en la trayectoria del pozo hasta donde llega la construcción de la máxima inclinación planificada.

➤ **Desplazamiento horizontal**

Es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo de la trayectoria del pozo en un plano horizontal.

#### **2.1.4. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN**

Los parámetros operacionales son un indicativo de lo que está ocurriendo al fondo del pozo, particularmente con la broca; los parámetros son:

➤ **Torque**

Es una medida de la resistencia a la rotación de la sarta de perforación en su acción contra las paredes del pozo además de la resistencia de la formación a ser removida por la broca. Está en relación a la velocidad de rotación y a las condiciones del hoyo. Un torque irregular puede señalar:

- Los estabilizadores están rozando las formaciones.
- Pérdida de calibre de la broca o reducción del diámetro del hoyo.
- Formaciones con intercalaciones o cambio de formación.
- Presencia de basura en el hoyo.
- Demasiado peso sobre la broca.
- Presencia de dog legs.
- Empaquetamiento o pega de la sarta de perforación.
- Mala interacción de la broca con la formación.
- Colgamiento o arrastre excesivo en la sarta de perforación.

Una reducción del torque puede señalar:

- Cambio de formación.
- Peso sobre la broca sin optimizar
- Velocidad de rotación sin optimizar
- Embolamiento de la broca.

- Falla en las herramientas de fondo
- Destrucción de la broca.

➤ **Peso sobre la broca (WOB)**

Es la fuerza aplicada a la broca en el fondo del hoyo, necesaria para que la broca pueda quebrar la roca de una manera eficiente, dicha fuerza es generada por la gravedad en la sarta de perforación.

La velocidad de penetración se incrementa proporcionalmente con el peso aplicado en la broca hasta alcanzar un pico máximo, en ese momento la velocidad de penetración decae si continuamos aumentando el peso, por efecto del enterramiento de la broca.

Conforme la estructura de corte de la broca se desgasta, se requerirá más peso para mantener la tasa de penetración.

➤ **Tasa de Penetración (ROP)**

La tasa de penetración (ROP), es la relación de la profundidad perforada en pies por cada hora de rotación. Es un indicativo de eficiencia o deficiencia de las operaciones de perforación de un pozo.

Un aumento en la tasa de penetración señala:

- Cambio de formaciones.
- Reducción en el peso del lodo o mejoras de las propiedades del lodo.
- Peso sobre la broca optimizado.
- Velocidad de rotación optimizada.
- Limpieza de la broca optimizada.

Una disminución en la tasa de penetración puede señalar:

- Cambio de formaciones.
- Aumento en el peso del lodo o propiedades menos favorables.
- Broca gastada.
- Peso sobre la broca sin optimizar.

- Velocidad de rotación sin optimizar.
- Disminución en la limpieza del hoyo o embolamiento de la broca.

Una variación en la tasa de penetración puede señalar:

- Formaciones intercaladas.
- Embolamiento de la broca.

➤ **Velocidad de rotación (RPM)**

La velocidad de rotación total de la broca es igual a la velocidad de rotación en superficie (mesa rotaria) más la velocidad de rotación en profundidad (motor de fondo). No es recomendable perforar con altas velocidades de rotación formaciones duras debido a una reducción del ROP, porque los cortadores no penetran en la formación impidiendo cortar la misma. Una revolución por minuto es una unidad de frecuencia que indica el número de rotaciones completadas que realiza una broca en cada minuto.

➤ **Tasa de flujo.**

Es el volumen de fluido de perforación que avanza por una unidad de tiempo medida en distintos puntos del sistema de circulación de un taladro, la cual se mide en gpm (galones por minuto), esta afecta a la limpieza del hueco y de la broca.

Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular y aumentan la energía hidráulica en la broca.

## **2.2. SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN**

Los equipos de perforación están compuestos por cinco sistemas los cuales son:

- Sistema de Potencia
- Sistema de Rotación
- Sistema de Levantamiento de Cargas
- Sistema Circulante de Fluidos
- Sistema de Prevención de Reventones

### 2.2.1. SISTEMA DE POTENCIA

Se subdivide en dos partes:

#### ➤ **Generación de Potencia**

La forma más común es el uso de motores de combustión interna. Estos motores son normalmente alimentados por combustible Diésel. Su número depende del tamaño del equipo al que van a suministrar la potencia. Muchos equipos modernos tienen 8 motores de combustión Interna ó más.

#### ➤ **Transmisión de Potencia**

- *Transmisión Eléctrica*

La mayoría de los equipos en la actualidad utilizan esta forma de transmisión de potencia. Los Generadores producen la electricidad que se transmite a los motores eléctricos a través de cables de conducción eléctrica.

- *Transmisión Mecánica*

Consiste de una serie de correas, cadenas, poleas, piñones dentados y engranajes. Se denomina también sistema de transmisión compuesta.

### 2.2.2. SISTEMA DE ROTACIÓN

Tiene 3 Sub-Componentes mayores:

- Ensamblaje de Mesa Rotaria y/ó Top Drive.
- Sarta de Perforación.
- Broca.

#### 2.2.2.1. Ensamblaje de Mesa Rotaria y/ó Top Drive

La mesa rotaria o colisa, va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntales adicionales.

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sistemas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del

bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta del Kelly.

La junta Kelly generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12, 14 ó 16,5 metros.

Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 cm hasta 15 cm, y diámetro interno de 4 cm a 9 cm.

#### **2.2.2.2. Sarta de Perforación**

La sarta de perforación es un componente metálico armado secuencialmente, su diseño es muy variado y depende de los requerimientos del plan direccional. Está conformada por:

- Tubería de perforación o Drill pipe.
- Ensamblaje de fondo o Bottom Hole Assembly (BHA).
- Broca o bit.

##### ***2.2.2.2.1. Tubería de perforación ó Drill pipe***

La tubería de perforación es el elemento utilizado para avanzar en la perforación y constituye más del 90 por ciento de la tubería usada en el pozo. Existe una gran variedad de drill pipe dependiendo de su tamaño, peso y grado del acero.

Para la selección de la tubería adecuada es necesario realizar un diseño considerando: profundidad del pozo, tamaño del hueco, peso del lodo a ser usado, factores de seguridad, peso requerido sobre la broca, etc.

##### ***2.2.2.2.2. Ensamblaje de fondo o Bottom Hole Assembly (BHA).***

El ensamblaje de fondo es la parte más importante de la sarta de perforación, pues de su diseño depende el control de la trayectoria del pozo, además tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la broca para maximizar la tasa de penetración, producir pozos en calibre, evitar la formación de desviaciones tipo pata de perros y ojos de llave y minimizar vibraciones y pegamentos de la sarta de perforación.

Está compuesta por:

➤ **Tubería pesada (Heavy weight)**

Es una tubería de perforación pesante, más fácil de manipular que los drill collars. Normalmente son del mismo diámetro externo que la tubería de perforación, a mitad de su longitud tiene un segmento de igual diámetro externo que sus conexiones, lo cual le permite que toda la longitud del tubo no entre en contacto con el borde del pozo, mejorando las condiciones operativas.

➤ **Barra de perforación (Drill collar)**

Son un conjunto de tuberías de acero o metal no magnético de gran espesor que constituyen uno de los componentes principales de los ensamblajes de fondo y se encuentra ubicado encima de la broca, lo cual le proporciona rigidez y peso necesario para producir la carga axial requerida para una mejor penetración de la formación.

➤ **Motor**

Es una herramienta que se utiliza en perforación direccional con el propósito de generar rotación a la broca sin necesidad de rotar la sarta de perforación, produciendo la desviación del hoyo en la dirección deseada. Los motores son accionados por el fluido de perforación, existen dos tipos de motores:

**TABLA 2. 1. TIPOS DE MOTORES DE FONDO**

MOTORES DE TURBINA	MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO
Formaciones duras	Formaciones blandas/semi duras
Hoyos profundos/pequeños	Hoyos profundos/pequeños
Alta potencia y velocidad	Alto torque y baja velocidad
Brocas de diamante/PDC	PDC/brocas tricónicas
Bajo flujo	Alto flujo
Altas temperaturas	Bajas temperaturas

**Fuente:** Artículo publicado en Oilfield Review, Schlumberger

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

➤ **Sistema rotatorio.**

Permiten direccionar la trayectoria del pozo en la dirección deseada, pero con la característica de hacerlo únicamente en modo de rotación. Provee información continua en tiempo real y puede alcanzar un control direccional de hasta 8°/100´.



➤ **Estabilizadores y accesorios.**

Los estabilizadores son herramientas ubicadas a distancias planeadas en el ensamblaje de fondo y cumplen la función de estabilizar mecánicamente el pozo, además permiten mantener el pozo vertical o pueden ayudar en operaciones de corrección del ángulo de inclinación.

Entre los accesorios se tiene:

**TABLA 2. 2. ACCESORIOS DEL BHA**

ACCESORIOS	FUNCIÓN	POSICIÓN
<b>BIT SUB</b>	Permite la conexión caja-caja	Entre la broca y los drill collar.
<b>FLOAT SUB</b>	Impide el ingreso de fluido desde el espacio anular hacia el interior de la sarta	Se ubica dentro del bit sub
<b>CROSS OVER SUB</b>	Permiten conectar tuberías o herramientas de diferentes tipos de conexión	Entre tuberías
<b>MARTILLO</b>	Proporcionan energía de impacto en las sartas atascadas	Intercalado en la tubería pesada en tensión
<b>AMORTIGUADOR</b>	Minimiza la vibración de la sarta	Encima de la broca

**Fuente:** Documento Perforación Direccional Ing. Jorge Dueñas

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**2.2.2.3. Broca o Bit.**

Es la herramienta de corte utilizada para triturar y/o cortar las formaciones del subsuelo durante el proceso de perforación. El principio fundamental que cumplen las brocas durante el proceso de perforación es el de vencer los esfuerzos de corte y de compresión de la roca.

**2.2.2.3.1. Tipos de brocas**

➤ **Tricónicas**

Está constituida por tres conos giratorios con dientes que pueden ser de acero o de insertos de carburo de tungsteno dependiendo de las necesidades de trabajo.

Sus tres componentes principales son: Conos o estructura de corte, cojinetes y cuerpo de la broca.

**FIGURA 2. 2. BROCA TRICÓNICA**



**Fuente:** Varel Gas And Oil Drill Bits

**Editado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

➤ **Brocas de diamante policristalino compacto o PDC**

Pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido que utilizan materiales sintéticos para construir sus cortadores fijos. Puede ser utilizada en todo tipo de formaciones desde muy suaves hasta muy duras. Son reutilizables. Los tres componentes principales son: la estructura de corte, el cuerpo o corona y la espiga.

**FIGURA 2. 3. BROCA PDC**



**Fuente:** Varel Gas And Oil Drill Bits

**Editado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### 2.2.2.3.2. Factores que afectan el desgaste de las brocas

Los factores que afectan el desgaste de las brocas se puede dividir en:

#### ➤ Factores geológicos

El factor más importante para la selección y operación de una broca es el conocimiento de la geología del sitio que se va a perforar; es decir las propiedades físicas de la formación, entre las que se pueden mencionar:

- *Abrasividad*

La composición de materiales abrasivos en la constitución de la roca son la causa del desgaste prematuro en toda la estructura de una broca; el calibre es el parámetro más afectado.

- *Resistencia específica de la roca*

Está relacionada con la litología y los eventos geológicos que se hayan experimentado. Existen rocas que fueron confinadas a gran profundidad y que posteriormente quedaron a profundidades someras debido a levantamientos tectónicos. Por esto son más compactas que las de tipos similares. La resistencia específica de la roca también depende de la cementación de los granos, forma y tamaño.

#### ➤ Factores operativos

Estos factores deben ser diseñados de acuerdo con la geología por atravesar y con la geometría del agujero. A continuación se mencionan los principales factores operativos así como las consecuencias inherentes a una inadecuada selección:

- *Peso sobre la broca*

A medida que la broca perfora, los dientes o cortadores se desgastan, por lo que generalmente se le aplica cada vez más peso. Éste es recibido por los conos o por la cara de la broca.

Este aumento de peso puede hacerse hasta lograrse un ritmo de penetración aceptable o hasta llegar al límite prescrito en las recomendaciones de operación de la broca; en caso contrario la broca, de conos o de diamante, tendrá un desgaste prematuro.

- ***Velocidad de rotación***

Suele expresarse con el término “RPM”, o sea Revoluciones Por Minuto. La alta velocidad de rotación, por sí sola, no limita el funcionamiento de las brocas, hay otros factores que imponen un valor práctico máximo de RPM en ciertas aplicaciones. Las causas de la limitación son la sarta de perforación y el mecanismo impulsor. Para evitar velocidades críticas debe usarse el sentido común: la velocidad de rotación más adecuada es aquella que produzca un máximo ritmo de penetración, pero sin causar problemas. Debe observarse que en formaciones blandas el aumento de la velocidad de rotación resulta en un aumento proporcional del ritmo de penetración.

Es posible que en algunas formaciones más duras ocurra lo contrario debido a que los dientes o cortadores no pueden perforar la roca si se sobrepasa cierto límite de velocidad de rotación y se afecte así el desgaste de las brocas.

- ***Limpieza en el fondo del pozo***

La limpieza de fondo es también uno de los puntos que afectan el desgaste de las brocas debido a que el fluido de perforación limpia el pozo al desalojar los recortes. De esta manera evita que la broca se embole y se deban usar entonces otros parámetros de perforación.

También enfría los dientes o cortadores para que permanezcan a menor temperatura; efectúa, además, el enfriamiento y lubricación de la broca y evita el desgaste por exceso de temperatura.

- ***Geometría del agujero***

En función de la experiencia, en ciertas situaciones como la de empezar a desviar a un pozo, es necesario utilizar condiciones de operación no tan recomendables como el peso sobre la broca, revoluciones por minuto, la utilización de sartas navegables para aumentar, disminuir o mantener ángulo.

En estos casos el desgaste prematuro de la broca es inevitable, por lo que la experiencia de campo es indispensable para detectar el desgaste que se está ocasionando.

### 2.2.3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.

Su finalidad es proveer un medio para bajar o levantar sargas de perforación o de revestimiento y otros equipos de subsuelo. Los componentes del sistema de levantamiento se dividen en componentes estructurales y equipos y accesorios.

Dentro de los componentes estructurales se encuentran: Cabria, subestructura, bloque corona, encualladero y planchada.

Dentro de los equipos y accesorios del sistema de levantamiento tenemos: malacate, bloque viajero, gancho, elevadores, cable de perforación (guaya), llaves de potencia y cuñas.

### 2.2.4. SISTEMA CIRCULANTE DE FLUIDOS.

El sistema de circulación proporciona los equipos, materiales y áreas de trabajo que se necesitan para la preparación, el mantenimiento y la verificación de las características físicas de las propiedades de los fluidos de perforación, que son la sangre vital del sistema de perforación rotatoria.

Los equipos de circulación, transportan físicamente los fluidos de perforación desde el área de preparación, a través del hueco perforado hasta el área de reacondicionamiento, desde donde son enviados nuevamente al área de preparación para poder re-circularlos en forma continua.

El equipo de circulación está constituido por:

- Bombas de lodo.
- Líneas de descarga y retorno.
- Tubo parado y manguera rotatoria de lodos.

#### 2.2.4.1. Bombas de lodo

El componente más importante en el sistema de circulación es la bomba de lodos y la potencia hidráulica suministrada por ésta, ya que de esto dependerá el gasto y la presión requeridos para una buena limpieza del pozo.

$$HHP = \frac{P*Q}{1714*Eb} \quad (2.1)$$

Donde:

$HHP$  = Potencia hidráulica de salida en los motores en (HP)

$P$  = Presión de descarga de la bomba en (psi)

$Eb$  = Eficiencia mecánica de la bomba (0.85)

$Q$  = Caudal de la bomba en (gpm)

En la industria petrolera se utilizan dos tipos de bombas:

➤ **Bomba dúplex**

Estas bombas se caracterizan por estar constituidas de dos pistones y manejar altos gastos pero baja presión de descarga. Son de doble acción, o sea que bombean el fluido en los dos sentidos. En la actualidad estas bombas se utilizan en los equipos que reparan pozos ó en perforación somera. La presión máxima recomendada de trabajo para estas bombas es de 3,000 lpg

➤ **Bomba tríplex**

Están constituidas por tres pistones de acción simple y se caracterizan por manejar altas presiones de descarga y altos gastos y son de fácil mantenimiento. Estas bombas son las más utilizadas en la industria petrolera.

El gasto que proporciona una bomba dependiendo de sus componentes y de su eficiencia volumétrica se obtiene con las siguientes ecuaciones:

Dúplex

$$Qbd = 0,0068(2d_p^2 - d_r^2)Lc * Eb * Ne \quad (2.2)$$

Tríplex

$$Qbt = 0,0102(d_p^2)Lc * Ev * Ne \quad (2.3)$$

Donde:

$Qbd$  = Caudal de bomba dúplex en (gal/emb)

$Qbt$  = Caudal de la bomba tríplex en (gal/emb)

$d_p$  = Diámetro del pistón en (in)

$d_r$  = Diámetro del vástago en (in)

$L_c$  = Longitud de la camisa en (in)

$E_v$  = Eficiencia volumétrica

$N_e$  = Número de emboladas (No/min)

Las bombas triplex presentan algunas ventajas sobre las dúplex:

- Pesan un 30% menos que las dúplex.
- Manejan alta presión y alto volumen.
- Son de fácil mantenimiento.
- Resultan menos costosas.

#### **2.2.4.2. Líneas de descarga y retorno**

Estas líneas de conexión transportan los fluidos de perforación hasta el pozo (descarga) y luego los transfieren al área de reacondicionamiento (retorno).

#### **2.2.4.3. Tubo parado y manguera rotatoria de lodos**

El lodo asciende por el tubo parado hasta aproximadamente la mitad de la torre de perforación y pasa a través de la manguera rotatoria, la cual conecta el tubo vertical fijo a la unión giratoria (Swivel), permitiendo el movimiento vertical.

- El lodo atraviesa por el swivel y el kelly que transmite el momento de torsión de la mesa rotaria.
- El lodo pierde alrededor de 1/3 de su presión para superar la fricción cuando baja por la sarta de perforación, sale a alta presión por los jets de la broca, limpiándola y recogiendo los cortes; utiliza casi los 2/3 restantes de su presión al iniciar el viaje de regreso a la superficie, arrastrando consigo los fragmentos de roca por el espacio anular comprendido entre la tubería de perforación y las paredes del hueco.

#### **2.2.5. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES**

Un reventón es un flujo incontrolado de fluidos de la formación a la superficie. Comienza con un “brote” o “cabeceo” que es un flujo imprevisto de fluidos de la

formación adentro del pozo el cual, si no se maneja apropiadamente se convierte en un Reventón.

El Sistema para control del Pozo tiene 3 funciones:

1. Cerrar el pozo en caso de un Influjo imprevisto.
2. Colocar suficiente contra-presión sobre la formación.
3. Recuperar el Control Primario del Pozo.

## **2.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

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

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

### **2.3.1. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, mediante el cumplimiento de las siguientes funciones:

#### **2.3.1.1. Capacidad de transporte**

El lodo debe ser capaz de mantener el hueco limpio, es decir remover los recortes generados por la broca o por los derrumbes.

El transporte depende del tamaño, forma y densidad de las partículas; además de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido.

#### **2.3.1.2. Enfriar y lubricar**

El fluido de perforación facilita el enfriamiento de la broca al expulsar durante la circulación el calor generado por la fricción mecánica entre la broca y la formación.



En cierto grado, por sí mismo, el fluido actúa como lubricante y esta característica puede incrementarse con aceite o cualquier producto químico elaborado para tal fin.

### 2.3.1.3. Formar revoque

Para minimizar los problemas de derrumbe y atascamiento de tubería en formaciones permeables, es necesario cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible.

El revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos.

### 2.3.1.4. Controlar la presión de la formación

El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en función de la densidad y altura vertical del pozo, la cual debe controlar la presión de la formación, evitando un influjo hacia el pozo. Esta presión no depende de la geometría del hoyo.

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al pozo, que no son ejercidos por los fluidos de la formación.

Matemáticamente se expresa como:

$$Ph = g * MW * TVD \quad (2.4)$$

Donde:

$Ph$  = Presión Hidrostática (psi),

$g$  = Aceleración gravitacional,

$MW$  = Peso del lodo (lpg),

$TVD$  = Profundidad Vertical Verdadera (ft)

También se expresa como:

$$Ph(psi) = 0,052(psi/ft) * TVD(ft) * MW(lpg) \quad (2.5)$$

El gradiente de presión hidrostática está dado por:

$$Gh \left( \frac{psi}{ft} \right) = \frac{Ph}{TVD} = 0,052 * MW(lpg) \quad (2.6)$$

Al convertir la presión del agujero del pozo a gradiente, es posible comparar presión de poros, presión de fractura y de sobrecarga con la misma base.

Las presiones de la formación pueden ser:

**a. Normales**

Si la presión hidrostática es igual a la presión de formación, en este caso se dice que el pozo está balanceado. (Gradiente de Presión Normal = 0.465 psi/ft).

**b. Anormales**

Cuando la presión hidrostática es menor que la presión de formación ocurre el Bajo balance (underbalance). Esto permite que haya influjo, o flujo, de fluidos de la formación dentro del pozo. Este influjo puede ser mayor o más rápido, donde haya buena permeabilidad y/o alta presión de formación. La perforación bajo balance puede incrementar dramáticamente las ratas de penetración.

De hecho, contando con el equipo de superficie apropiado, la perforación bajo-balance tiene varios beneficios, como daño muy pequeño a la formación y al reservorio, sin pérdidas de circulación ni pegas diferenciales de tubería. (Presión Anormal > 0.465 psi/ft)

**c. Subnormales**

Cuando la presión hidrostática causada por el lodo es mayor que la presión de formación existe sobre balance. En formaciones permeables un sobre balance puede resultar en invasión de la formación, es decir el fluido de perforación entra en la formación, desplazando los fluidos de formación. (Presión Subnormal < 0.465 psi/ft)

También es importante tener en cuenta la presión de sobrecarga, que se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés.

Es una función de: la densidad total de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos. Puede definirse también como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobrepuestos a la profundidad de interés.

La presión de sobrecarga y el gradiente están dados por:

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_b * TVD \quad (2.7)$$

$$\sigma_{ovg} = 0,433 * [(1 - \theta)\rho_{ma} + (\theta * \rho_f)] \quad (2.8)$$

Donde:

$\sigma_{ov}$  = Presión de sobrecarga (psi).

$\rho_b$  = Densidad de volumen de la formación (lpg).

$\sigma_{ovg}$  = Gradiente de sobrecarga (psi/ft).

$\theta$  = Porosidad expresada en fracción.

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz (gr/cc).

$\rho_f$  = Densidad del fluido de la formación (gr/cc).

#### **2.3.1.5. Capacidad de suspensión**

La resistencia o fuerza de gel es la propiedad reológica del fluido que permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación. Esta propiedad retarda la caída de los sólidos, pero no la evita.

#### **2.3.1.6. Flotabilidad**

El fluido de perforación ayuda a soportar una parte del peso de la sarta o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.

Cuando la sarta de perforación y la tubería de revestimiento están suspendidas en el lodo, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo

#### **2.3.1.7. Estabilizar las paredes del hueco perforado**

La estabilidad de las formaciones permeables se logra con peso y revoque de calidad. Las impermeables con peso, cuando se trata de lutitas presurizadas y con inhibición o con fluido cien por ciento aceite, cuando se trata de lutitas reactivas.

### **2.3.1.8. Asegurar una evaluación adecuada de la formación**

El fluido debe tener una alta calidad para facilitar la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones perforadas, sobre todo cuando se trata de la zona productora.

### **2.3.1.9. Transmitir la energía hidráulica**

El fluido es el medio por el cual se transmite la potencia desde la superficie hasta el fondo del pozo. El programa hidráulico, trata de obtener la máxima caída de presión en la broca para seleccionar los valores óptimos de caudal y chorros, que faciliten una limpieza efectiva del fondo del hoyo y del espacio anular.

## **2.3.2. CLASES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Los diversos fluidos que son usados en la perforación rotaria son:

- Aire-gas
- Espuma /fluidos aireados
- Lodos en base agua
- Lodos en emulsión de aceite
- Lodos en base aceite.

### **2.3.2.1. Aire-gas**

Tiene ventajas económicas usar aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y agua en áreas de rocas duras cuando hay pocas posibilidades de encontrar grandes cantidades de agua.

Ventajas:

- Rata de perforación más alta que con cualquier otro fluido de perforación.
- Más pies por broca.
- Hueco de diámetro más exacto y menos desviado.
- Continuas pruebas de formación (excluyendo formaciones a alta presión)
- Mejores trabajos de cementación.
- Mejores trabajos de completamiento.
- Sin peligro de pérdidas de circulación.
- Sin afectar los shales.

Desventajas:

- No hay propiedades estructurales que transporten los cortes de perforación.
- La mezcla puede ser explosiva con otros gases.(Posibilidad de explosiones en fondo e incendio).
- Corrosión de la tubería.
- Cortes muy finamente pulverizados y separados irregularmente del fluido.
- Sin control de la presión.
- Sin costra de lodo.
- Influjos de Fluidos de formación (Creando anillos de lodo y ocasionando pegajos).
- No hay efecto de flotabilidad (incrementando el peso en el gancho).
- No hay enfriamiento ni lubricación.

#### **2.3.2.2. Espuma o fluidos aireados.**

Los fluidos en espuma se hacen inyectando agua y agentes espumantes en el aire o en una corriente de gas para crear una espuma viscosa y estable. También puede hacerse inyectando aire en un lodo con base en gel que contenga un agente espumante. La capacidad de transporte de las espumas viscosas depende más de la viscosidad que de la velocidad anular.

Los fluidos aireados se hacen inyectando aire o gas en un lodo con base gel. Se usan para reducir la presión hidrostática (evitando la pérdida de circulación en presiones con baja presión) y para incrementar la tasa de penetración.

#### **2.3.2.3. Lodos en base agua.**

Los lodos en base agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos (reactivos e inertes). Lo más usual es agua dulce, se consigue normalmente, es barata y fácil de controlar aunque esté con sólidos, y es el mejor líquido para evaluar formaciones.

El agua salada se usa en perforación marina dada su fácil accesibilidad. También se usa agua salina saturada para perforar secciones de domos salinos con el fin de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hueco.

Los sólidos reactivos son arcillas comerciales que incorporan arcillas hidratables y shales de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Estos sólidos pueden ser enriquecidos añadiéndoles arcillas, mejorados a través de tratamientos químicos o dañados por contaminación.

Los sólidos inertes son sólidos químicamente inactivos, los cuales están suspendidos en la fase agua. Estos sólidos incluyen sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arena) y sólidos para controlar la densidad del lodo como barita y galena.

Algunos lodos en base agua pueden ser clasificados como lodos inhibidos. Se le añaden productos químicos para evitar que lutitas sensibles se hinchen en reacción al filtrado, lo cual a la vez perjudica la permeabilidad de una zona productiva con excesivos depósitos de arcilla.

También se usan para arcillas que se derrumben, en hueco estrecho y en situación de pega de tubería. La sal es un inhibidor de lodo que puede ser usado efectivamente para reducir la reactividad de los shales. Estos lodos son particularmente efectivos en evitar problemas de perforación asociados a shales hinchables.

Ventajas:

- Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce (La perforabilidad se incrementa con la pérdida de agua y con la disminución de densidad y viscosidad)
- Menos caro que los lodos base aceite.

Desventajas:

- Daño potencial a la formación.
- Sujeto a la contaminación.
- Afectado adversamente por las altas temperaturas.

#### **2.3.2.4. Lodos en emulsión de aceite**

Son lodos en base agua que contienen aceite emulsificado disperso o suspendido en una fase continua de agua.

Los lodos en emulsión son menos costosos que los lodos en base aceite, y poseen muchos de los beneficios de estos.

#### **2.3.2.5. Lodos en Base Aceite**

Los lodos en base aceite consisten en una fase continua de aceite en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos.

En los lodos de emulsión inversa el agua se encuentra suspendida en una fase continua de aceite.

Los lodos base aceite son usados en operaciones especiales de perforación, como es el caso de trabajos en temperaturas extremadamente altas, en formaciones muy sensibles al agua donde no se pueden usar lodos en base agua, y en la penetración de zonas productivas que podrían ser dañadas por lodos base agua.

Ventajas:

- Minimiza el daño a la formación.
- Evita la hidratación de las arcillas.
- Provee mejor lubricación (Reduce el torque, el arrastre y la pega de tubería).
- Minimiza la corrosión de la tubería.
- Estabilidad en altas temperaturas.

Desventajas:

- Susceptible a contaminación con agua, aireamiento y espumamiento.
- Inflamable.
- Significativamente más caro que los lodos en base agua.
- Ensuciador y peligroso.
- No amistoso ambientalmente (En caso de derrame y cuando se descarta).

### **2.3.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas:

### **2.3.3.1. Propiedades físicas**

#### **2.3.3.1.1. Densidad o peso**

Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.

La densidad se expresa por lo general en lpg, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido.

Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

#### **2.3.3.1.2. Viscosidad de embudo (FV)**

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua.

A la viscosidad de embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.

Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido.

#### **2.3.3.1.3. Viscosidad plástica (VP)**

Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre dos elementos sólidos, un elemento sólido y un líquido o entre dos líquidos.

Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos.

Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).

Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración. Una VP alta es causada por un fluido de base viscosa con sólidos coloidales. Para bajar la viscosidad plástica se puede lograr una reducción del contenido de sólidos mediante la dilución del lodo.



La unidad de medida son los Centipoises (Cp).

#### ***2.3.3.1.4. Punto cedente (YP)***

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.

El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. El punto cedente se mide en Libras / 100 ft<sup>2</sup> con la lectura del viscosímetro.

#### ***2.3.3.1.5. Resistencia de Gel***

Es la consistencia tixotrópica del Fluido o la propiedad del Fluido de ser gel (gelatina) y mantener las partículas en suspensión cuando no exista circulación. La unidad de medida es Libras /100 pies<sup>2</sup>.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

#### ***2.3.3.1.6. Filtrado***

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- Tiempo

Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación.

#### ***2.3.3.1.7. pH***

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y 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. Se mide por un método colorimétrico o directamente por pH-metro, es adimensional.

#### ***2.3.3.1.8. Contenido de arena***

La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo.

#### ***2.3.3.1.9. Contenido de sólidos y líquidos***

El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta: (%)  
$$\text{Volumen total de sólidos} / \text{Volumen total del Fluido.}$$

Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.

En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.

### **2.3.3.2. Propiedades químicas**

#### ***2.3.3.2.1. 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 fluidos base de agua.

#### **2.3.3.2.2. 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 de agua.

#### **2.3.3.2.3. Alcalinidad**

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos.

Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{=}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , presentes en el fluido.

#### **2.3.3.2.4. MBT (Methylene Blue Test)**

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido. (Lbs / bl de Fluido).

### **2.3.4. ADITIVOS**

En la formulación de los fluidos base agua o aceite se usan aditivos químicos en diferentes concentraciones, son productos especiales utilizados para cumplir funciones específicas, establecidas en los programas de perforación. Se clasifican en:

#### **2.3.4.1. Densificantes**

Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se utilizan para incrementar la densidad del fluido y en consecuencia, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas.

#### **2.3.4.2. Viscosificantes**

Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo.

#### **2.3.4.3. Materiales para controlar filtrado**

Los materiales para controlar el filtrado sirven para disminuir la pérdida de fluido a medida que la tendencia del líquido del fluido de perforación pasa a través de la costra de lodo.

#### **2.3.4.4. Materiales para controlar reología**

La reología está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución.

#### **2.3.4.5. Materiales para controlar pH**

Para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado.

El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación.

#### **2.3.4.6. Materiales para controlar pérdida de circulación**

Estos materiales son utilizados para controlar parcial o totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo (formaciones no productoras y productoras).

#### **2.3.4.7. Materiales para dar lubricidad**

Los problemas de torque y arrastre que se presentan usualmente durante la perforación de un pozo, afectan la rotación de la sarta y los viajes de tubería.

Por ello, es conveniente incrementar la lubricidad a los fluidos base agua con lubricantes especiales desarrollados para tal fin.

#### **2.3.4.8. Materiales surfactantes**

Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interfase de dos medios: sólido / agua, aceite / agua, agua / aire, modificando la tensión interfacial. Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, etc. en los fluidos de perforación.

#### **2.3.4.9. Materiales para flocular**

Durante las operaciones de perforación se generan una gran cantidad de sólidos que deben ser removidos del sistema de circulación lo antes posible y en forma eficiente. Existen dos métodos de remoción: el químico que incluye la dilución y la floculación/coagulación y el mecánico que utiliza equipos mecánicos de control de sólidos.

#### **2.3.4.10. Materiales estabilizantes de Lutitas**

Las formaciones reactivas se derrumban con facilidad cuando entran en contacto con la fase líquida de los fluidos base agua, por tal razón es conveniente perforar este tipo de formación con fluidos cien por ciento aceite o fluidos a base de agua con alta concentración de iones inhibidores de lutitas.

#### **2.3.4.11. Materiales para controlar la corrosión**

Durante el proceso de perforación las sartas de tubería están sujetas a ser afectadas por agentes corrosivos y sustancias químicas que pueden crear un potencial eléctrico espontáneo.

#### **2.3.4.12. Bactericidas**

Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos. Los bactericidas se dividen en dos grandes categorías que son oxidantes y no oxidantes.

#### **2.3.4.13. Materiales para precipitar contaminantes**

Los contaminantes afectan las propiedades de los fluidos de perforación cuando se encuentran en estado de solubilidad.

Existen aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover los componentes solubles mediante una reacción que los convierten en un precipitado insoluble.

### **2.4. PROBLEMAS TÍPICOS DE PERFORACIÓN**

La productividad de un pozo y su futura vida productiva se verán afectadas por los trabajos efectuados durante la misma. Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para evitar los principales problemas operacionales que puedan ocurrir en la misma.

Por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente cuáles son los problemas operacionales que pueden ocurrir y los factores que afectan dichos problemas, para evitarlos a futuro y reducir el tiempo no productivo

### 2.4.1. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Las pérdidas de circulación ocurre cuando el lodo invade las formaciones expuestas en el hoyo, esto implica que existe menor cantidad de lodo retornando a la línea de descarga que la cantidad que se bombeo o bien que no hay retorno, esto conlleva a que los recortes se puedan acumular en la zona de baja velocidad y caer al fondo cuando se detiene el bombeo produciendo un aprisionamiento de la tubería o pérdida del pozo.

Existen dos mecanismos de pérdida de circulación que a continuación se describen:

➤ **Fracturas inducidas por presión.**

La presión del hueco excede la presión de fractura de la formación haciendo que la roca se agriete.

➤ **Fracturas naturales (alta permeabilidad)**

La presión de sobrebalance del hueco está expuesta a una formación con fracturas sin sellar o de alta permeabilidad.

### 2.4.2. PEGA DE TUBERÍAS

Esto sucede cuando las fuerzas dentro del hueco no permiten el movimiento de la sarta, sea de rotación o reciprocación, fuera del hueco.

Los mecanismos de pega de tubería son los siguientes:

➤ **Pega mecánica o empaquetamiento**

El empaquetamiento se da cuando los sólidos de formación (recortes, derrumbes) se asientan alrededor de la sarta de perforación.

Las causas del empaquetamiento pueden ser:

- ***Recortes asentados***

Los recortes de perforación no son transportados fuera del hueco debido a la baja velocidad anula y/o mala propiedades reológicas del lodo.

Cuando se deja de circular caen y empaquetan la sarta de perforación.

En pozos con ángulos mayores a  $35^\circ$ , los recortes de perforación se asientan en el lado bajo del hueco y forman lo que comúnmente se lo conoce como cama de recortes.

- ***Formaciones no consolidadas***

Las formaciones no consolidadas son formaciones sin cemento, las cuales al no tener costra de lodo adecuada, no se apoyan sobre el balance hidrostático y caen dentro del hueco empaquetando la sarta.

- **Pega diferencial**

Tiene lugar cuando la tubería es empujada hacia las paredes de formaciones permeables por la diferencia de presión creada entre las presiones hidrostática y la de formación.

- **Geometría del pozo**

Esto ocurre cuando el Ensamblaje de Fondo (BHA) no es el apropiado para la forma del pozo que se está perforando. Por lo tanto la tubería queda imposibilitada de pasar por una sección geométricamente compleja del pozo.

## **2.5. HIDRÁULICA**

La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con los objetivos de mejorar la eficiencia de la broca y proveer un eficiente acarreo de los recortes de formación a superficie.

El objetivo principal de la hidráulica es:

- Incrementar la velocidad de penetración, derivada de la efectiva limpieza en el fondo del agujero.
- Evitar o disminuir la erosión excesiva de las paredes del agujero y no provocar derrumbes o deslaves.
- Controlar las pérdidas de presión en el sistema de circulación para evitar variaciones de presión en el agujero por la densidad equivalente de circulación, limitar la presión disponible en la broca y los HP hidráulicos para circulación.

### 2.5.1. IMPORTANCIA DE UNA BUENA HIDRÁULICA

- Remoción de recortes en el espacio anular.
- Presión hidrostática adecuada para balancear la presión del poro y prevenir que se colapse el agujero del pozo.
- Presiones adecuadas de surgencia/suaveo durante los viajes de entrada y salida de la sarta en el pozo.
- Limitación de la capacidad de bombeo.
- Optimización del proceso de perforación (máximo HHP consumido en la broca o máximo impacto de chorro).
- Controlar los efectos de presión y temperatura.

### 2.5.2. FACTORES QUE AFECTAN LA HIDRÁULICA

Los equipos instalados en la unidad de perforación, la sarta de perforación, las herramientas de fondo, la geometría del pozo, el tipo de lodo y sus propiedades, son todos factores que pueden afectar la hidráulica.

#### ➤ Equipos Instalados

El mayor factor del equipo instalado es la limitación de la presión de bombeo y el rendimiento en volumen de las bombas de lodo en uso. Incrementando el tamaño de las camisas en la bomba, se incrementará el rendimiento en volumen, pero se disminuirá la máxima presión de bombeo permitida.

La mayoría de las líneas de alta presión que van desde las bombas de lodo hasta el "Kelly"/"Top Drive" son diseñadas para presiones de trabajo más altas que las de la bomba.

#### ➤ Sarta de Perforación y Herramientas de Fondo

El efecto principal de la sarta de perforación es la caída de presión por fricción o pérdidas depresión parásita, que ocurre dentro de la tubería de perforación y la broca.

Para una tasa de flujo y una profundidad dadas, una sarta de perforación, con un ID más pequeño, tendrá pérdidas de presión parásitas, más altas.



La adición de herramientas de fondo puede tener un efecto en la caída de presión disponible o permisible a través de la broca.

➤ **Geometría del Pozo**

Mientras más profundo sea el agujero, más alta será la pérdida de presión parásita dentro de la sarta de perforación y menor será la presión disponible para ser consumida en la broca y optimizar el tamaño de las toberas.

Mientras más grande sea el diámetro del agujero, más baja será la velocidad en el espacio anular para un gasto o tasa de flujo dado y más difícil será la remoción efectiva de recortes del agujero.

Al contrario, y mientras más pequeño sea el diámetro del agujero, más alta será la presión por fricción dentro del espacio anular y más grande será el efecto sobre la ECD.

➤ **Tipo de Lodo y sus Propiedades**

La densidad y reología del lodo afectan directamente las pérdidas de presión junto con el sistema de circulación.

### **2.5.3. HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN**

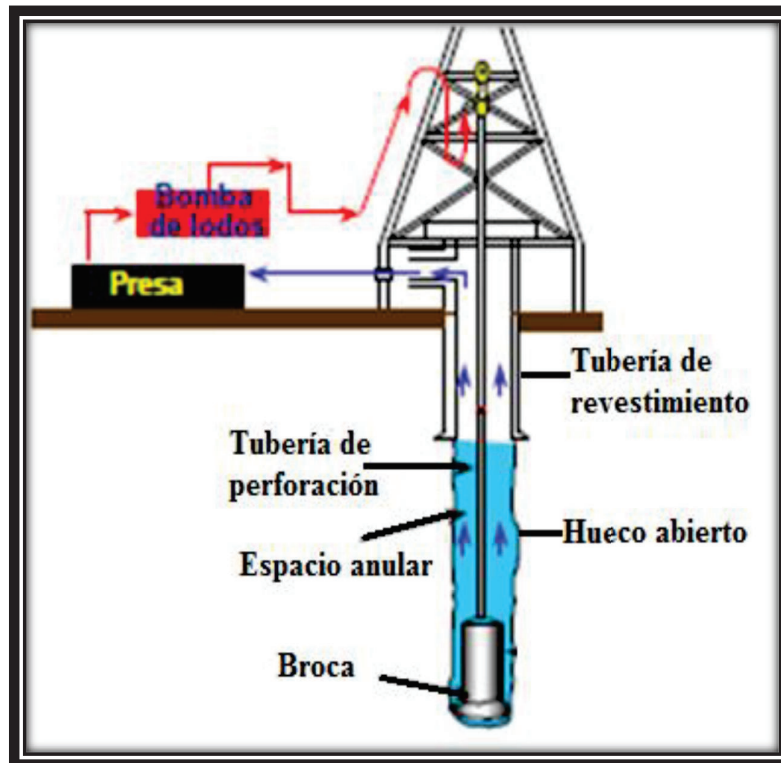
#### **2.5.3.1. Pérdidas de presión en el sistema de circulación**

El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica. La suma de las caídas de presión de los componentes del sistema de circulación es igual a la pérdida total de presión del sistema.

El sistema hidráulico está integrado por el equipo superficial, la sarta de perforación y el espacio anular y tiene como finalidad definir el diámetro óptimo de las toberas de la broca con el cual se obtendrá la potencia hidráulica del flujo del fluido de perforación que promueva la eficiente remoción de recortes.

La Figura 2.4 es una representación del sistema de circulación en el cual constan los componentes con sus respectivas pérdidas de presión tanto en el pozo como en superficie.

**FIGURA 2. 4. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN**



**Fuente:** Hidráulica de la perforación, Schlumberger

**Elaborado por:** Dayana Lomas/Daniel Calderón

La ecuación 2.9 sintetiza todas las pérdidas del sistema menos en la broca.

$$\Delta P_{sist} = \Delta P_{sf} + \Delta P_t + \Delta P_a + \Delta P_{motor} + \Delta P_{MWD} \quad (2.9)$$

Donde:

$\Delta P_{sist}$  = Pérdidas de presión en el sistema menos en la broca (psi),

$\Delta P_{sf}$  = Pérdidas de presión en superficie (psi),

$\Delta P_t$  = Pérdidas de presión en la columna de perforación (psi),

$\Delta P_a$  = Pérdidas de presión en el anular (psi),

$\Delta P_{motor}$  = Pérdidas de presión en el motor (psi),

$\Delta P_{MWD}$  = Pérdidas de presión en MWD (psi).

### 2.5.3.1.1. Pérdidas de presión en superficie

La pérdida de presión en superficie puede ser calculada por la ecuación (2.10)

$$\Delta P_{sf} = C * MW * (Q/100)^{1,86} \quad (2.10)$$

Donde:

$\Delta P_{sf}$  = Pérdidas de presión en superficie (psi),

$C$  = Factor de fricción

$MW$  = Peso del lodo (lpg)

$Q$  = Caudal (gpm)

En la práctica, únicamente hay cuatro tipos de equipos de superficie. Cada tipo se caracteriza por las dimensiones del tubo vertical, el Kelly, la manguera rotaria y la unión giratoria.

**TABLA 2. 3. RESUMEN DE LOS CUATRO TIPOS DE EQUIPOS DE SUPERFICIE CON SU RESPECTIVO FACTOR DE FRICCIÓN.**

Caso	Tubo vertical	Manguera	Unión giratoria	Kelly	Lequiv 3,826 (in)	C
1	40 ft 3 in ID	45 ft 2 in ID	20 ft 2 in ID	40 ft 2,25 in ID	2600 ft	1,00
2	40 ft 3,5 in ID	55 ft 2,5 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	946 ft	0,36
3	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	25 ft 2,5 in ID	40 ft 3,25 in ID	610 ft	0,22
4	45 ft 4 in ID	55 ft 3 in ID	30 ft 3 in ID	40 ft 4 in ID	424 ft	0,15

Fuente: Hidráulica de la perforación, Schlumberger

Elaborado por: Dayana Lomas/Daniel Calderón

### 2.5.3.1.2. Pérdidas de presión en la sarta de perforación

#### ➤ Pérdidas de presión en la columna de perforación

La pérdida de presión en la columna de perforación puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_t = \frac{0.000061*(MW*L*Q^{1.86})}{ID^{4.86}} \quad (2.11)$$

➤ **Pérdidas de presión en el anular**

La pérdida de presión en el anular puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_a = \frac{1.4327*10^{-7}*MW*L*V_a^2}{(Da-OD)} \quad (2.12)$$

$$V_a = \frac{24.48*Q}{(Da^2-OD^2)} \quad (2.13)$$

Donde:

$\Delta P_t$  = Pérdidas de presión en la columna de perforación (psi),

$\Delta P_a$  = Pérdidas de presión en el anular (psi),

$V_a$  = Velocidad del fluido en el anular (ft/min),

$MW$  = Peso del lodo (lpg),

$L$  = Longitud de la tubería (ft),

$ID$  = Diámetro interno (in),

$Q$  = Caudal de bomba (gpm)

$Da$  = Diámetro del agujero (in),

$OD$  = Diámetro externo de la tubería (in)

**2.5.3.1.3. Pérdidas de presión a través de la broca**

En términos de jets (1/32 in)

$$\Delta P_b = \frac{(156,5*Q^2*MW)}{(J1^2+J2^2+J3^2+\dots+Jn^2)^2} \quad (2.14)$$

En términos del Área total de flujo

$$\Delta P_b = \frac{Q^2*MW}{(104,24*TFA)^2} \quad (2.15)$$

Donde:

$\Delta P_b$  = Pérdidas de presión en la broca (psi),

$Q$  = Caudal de bomba (gpm),

$MW$  = Peso del lodo (lpg),

$J_n$  = Diámetro de los jets en 1/32 (in),

$TFA$  = Área total de flujo (in<sup>2</sup>)

➤ **Área total de flujo**

El área total de flujo (TFA de su nomenclatura inglesa "Total Flow Area") es simplemente la suma del área circular de todas las boquillas y se expresa en pulgadas cuadradas.

El flujo de fluido se estrecha en la broca convirtiendo la alta presión y la baja velocidad dentro de la sarta a baja presión y alta velocidad a la salida de la broca.

El Área total de flujo se puede obtener de:

$$TFA = 0,32 * \frac{Q}{V_{jets}} \quad (2.16)$$

$$V_{jets} = \frac{418,3 * Q}{\sum J_n^2} \quad (2.17)$$

Donde:

$TFA$  = Área total de flujo (in<sup>2</sup>),

$Q$  = Caudal de bomba (gpm),

$V_{jets}$  = Velocidad de los jets (ft/seg),

$J_n$  = Diámetro de los jets en 1/32 (in)

➤ **Fuerza de impacto (F.I)**

Es la fuerza con que el fluido golpea el fondo del hoyo después de salir de los jets de la broca. La fuerza de impacto es producto de la densidad, caudal y velocidad del fluido en los jets.

Se expresa mediante la ecuación:

$$F.I = \frac{V_{jets} * Q * MW}{1930} \quad (2.18)$$

Donde:

$F.I$  = Fuerza de impacto hidráulico (lbs),

$V_{jets}$  = Velocidad de los jets (ft/seg),

$Q$  = Caudal (gpm),

$MW$  = Peso del lodo (lpg)

➤ **Caballos de fuerza hidráulica en la broca (HHPb)**

Es la tasa a la cual el fluido trabaja en el área específica de flujo de la broca, en el orificio de la boquilla o en el área total de flujo.

Se expresa mediante la ecuación:

$$HHPb = \frac{Q * \Delta P_b}{1714} \quad (2.19)$$

Donde:

$HHPb$  = Potencia hidráulica en la broca (HP),

$Q$  = Caudal (gpm),

$\Delta P_b$  = Pérdidas de presión en la broca (psi),

➤ **Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada del área de la broca (HSI)**

Convierte el total de los caballos de fuerza hidráulica de la broca y los distribuye por pulgadas cuadradas de la cara de la arena. Es el índice de limpieza del pozo y el factor primario para maximizar la tasa de penetración, es la energía necesaria en la broca para transportar los recortes desde la salida de la broca al anular.

El rango recomendado para HSI debe estar entre 2 y 4 HP/in<sup>2</sup>, con el fin de asegurar la mejor limpieza del fondo del hueco y por ende maximizar la tasa de penetración, ya que valores de HSI mayores a 4 pueden causar la fractura rápida

de la roca como en las lutitas, o causar embolamiento de la broca en los estratos de arcillas en el caso de tener HSI menores a 2.

Las brocas con mayor diámetro necesitarán mayor HSI, por lo que no es raro encontrar valores de HSI hasta de 11.

Se calcula mediante la ecuación:

$$HSI = \frac{HHPb * 1,27}{(Db)^2} \quad (2.20)$$

Donde:

$HSI$  = Caballaje hidráulico por pulgada cuadrada del área de la broca (HP/in<sup>2</sup>),

$HHPb$  = Potencia hidráulica en la broca (HP),

$Db$  = Diámetro de la broca (in)

#### ➤ Caudal óptimo

Es la tasa de bombeo que produce el máximo impacto en el fondo para alcanzar una máxima eficiencia de penetración de la broca, sin generar problemas con la densidad equivalente de circulación y las condiciones de operación de los equipos. Esta limitado por el caudal mínimo y por el caudal máximo.

- **Caudal mínimo ( $Q_{min}$ )**

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.

Para brocas tricónicas:

$$Q_{min} = 30 * D_a \quad (2.21)$$

Para brocas PDC:

$$Q_{min} = 12.72 * D_a^{1.47} \quad (2.22)$$

- **Caudal máximo ( $Q_{max}$ )**

Es el caudal máximo que puede manejar el sistema, por encima del cual no se pueden llevar a cabo las operaciones de perforación.

El caudal máximo depende de las condiciones máximas de operación de la bomba, los problemas de erosión del hoyo y de la densidad equivalente de circulación.

La experiencia de campo ha establecido un rango de operación de tasas de bombeo, y se tiene que el  $Q_{\text{mín}}$  para limpiar el hoyo es de 30 gpm/in del diámetro del hoyo y el  $Q_{\text{máx}}$  es de 60 gpm/in del diámetro del hoyo aproximadamente.

#### **2.5.3.1.4. Densidad equivalente de circulación (ECD).**

La presión hidrostática y la presión de circulación impuesta sobre el fluido a una determinada profundidad constituyen la presión total que el fluido está ejerciendo sobre las paredes del pozo.

Un principio básico de la física es que en cualquier punto de un fluido, la presión se ejerce igualmente en todas las direcciones, por lo que la presión impuesta al fluido para que este se mueva a lo largo de la línea de descarga es la misma fuerza de empuje que este ejerce sobre las paredes del pozo. Esta presión tiene más sentido cuando es convertida a ECD:

$$ECD = MW + \frac{\sum \Delta P_a}{TVD * 0,052} \quad (2.23)$$

Donde:

$ECD$  = Densidad equivalente de circulación (lpg),

$MW$  = Peso del lodo (lpg),

$\Delta P_a$  = Pérdidas de presión en el espacio anular (ft),

$TVD$  = Profundidad vertical verdadera (ft)

#### **2.5.4. 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 el sistema de circulación, con el fin de obtener una apropiada remoción del ripio y consecuentemente, mejorar la tasa de penetración de la broca. 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 broca.

#### 2.5.4.1. Optimización de la hidráulica en la broca

La hidráulica de la broca tiene como finalidad mejorar la eficiencia de la misma prolongando su vida útil, para lo cual es necesario definir el diámetro óptimo de los jets que permitirá calcular la potencia hidráulica para obtener una óptima remoción de los recortes, incrementando así la velocidad a la que la broca penetra en la formación.

Los dos métodos de optimización aceptados y comúnmente utilizados son:

- Máxima potencia hidráulica en la broca.
- Máxima fuerza de impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo.

##### 2.5.4.1.1 Máxima potencia hidráulica en la broca.

Este modelo asume que la velocidad de penetración de la broca puede incrementarse con la potencia hidráulica, ya que los recortes son removidos tan rápido como se generan. Sin embargo, se alcanza el punto donde el incremento en la potencia hidráulica ya no se refleja en un aumento en el avance de la penetración. El criterio aplicado en este método de optimización consiste en calcular el diámetro óptimo de los jets para obtener la máxima potencia hidráulica en la broca.

- La presión disponible en la broca se calcula mediante la ecuación:

$$\Delta P_b = P_{sf} - \Delta P_{sist} \quad (2.24)$$

Donde:

$P_b$  = Presión disponible en la broca (psi),

$P_{sf}$  = Presión máxima en superficie (psi),

$\Delta P_{sist}$  = Pérdidas de presión en el sistema menos en la broca (psi)

- La máxima potencia hidráulica se obtiene cuando la relación entre las pérdidas de presión parásitas óptima y la presión superficial iguala a:

$$\Delta P_{sist-ópt} = 0.36 * P_{sf} \quad (2.25)$$

$$\Delta P_{b-ópt} = 0.64 * P_{sf} \quad (2.26)$$

Esto indica que el 64% de la presión de bombeo en superficie es transmitida a la broca.

- El caudal de flujo óptimo se determina a partir de la siguiente expresión:

$$Q_{ópt} = \left( \frac{\Delta P_{sist-ópt}}{P_{sf}} \right)^{1/1.86} * Q \quad (2.27)$$

Donde:

$\Delta P_{sist-ópt}$  = Pérdidas de presión óptimas del sistema (psi),

$\Delta P_{b-ópt}$  = Pérdidas de presión óptimas en la broca (psi),

$Q_{ópt}$  = Caudal óptimo (gpm),

$Q$  = Caudal (gpm)

- El área óptima de los jets se calcula con la siguiente ecuación:

$$TFA = \sqrt{\frac{Q_{ópt}^2 * MW}{10865.98 * \Delta P_{b-ópt}}} \quad (2.28)$$

- Para una broca con N número de jets, el diámetro de los jets en 1/32 se obtiene con la ecuación:

$$J = 32 * \sqrt{\frac{TFA}{0.7854 * N}} \quad (2.29)$$

Donde:

$J$  = Diámetro de los jets en 1/32 (in),

$N$  = Número de jets

- La máxima potencia hidráulica en la broca se calcula mediante la ecuación:

$$HHPb = \frac{Q_{ópt} * \Delta P_{b-ópt}}{1714} \quad (2.30)$$

#### 2.5.4.1.2. *Máxima fuerza de impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo.*

Este modelo considera que la remoción de los recortes depende de la fuerza con la cual el fluido golpea o se impacta contra el fondo del pozo. La fuerza de impacto se define como la fuerza que imparte el fluido a la formación. Se seleccionan los diámetros de los jets de tal forma que la fuerza de impacto hidráulico sea máxima en la broca, en términos generales, cuando las caídas de presión son del 47 % de la presión de bombeo.

- Se calcula la presión disponible en la broca mediante la ecuación:

$$\Delta P_b = P_{sf} - \Delta P_{sist} \quad (2.31)$$

- La máxima potencia hidráulica se obtiene cuando la relación entre las pérdidas de presión parásitas óptima y la presión superficial iguala a:

$$\Delta P_{sist-ópt} = 0.53 * P_{sf} \quad (2.32)$$

$$\Delta P_{b-ópt} = 0.47 * P_{sf} \quad (2.33)$$

Esto indica que el 47 % de la presión de bombeo en superficie es transmitida a la broca.

- El caudal óptimo de flujo y el área óptima de los jets se obtienen con las ecuaciones utilizadas para el cálculo de máxima potencia hidráulica.
- La máxima fuerza de impacto en la broca se calcula mediante:

$$F.I = \sqrt{\frac{Q_{ópt}^2 * \Delta P_{b-ópt}}{361}} \quad (2.34)$$

#### 2.5.5. DISEÑO DEL PROGRAMA HIDRÁULICO

Debido a que no existe ningún modelo reológico que represente fielmente el comportamiento de los fluidos utilizados en perforación, se recomienda la utilización del denominado “Método Hidráulico de Campo”. Cuyas ventajas son:

- No es necesario el cálculo de las caídas de presión en el sistema de circulación con modelos matemáticos empíricos, puestos que éstos se

obtienen de las presiones de bombas, observadas en los manómetros respectivos.

- Esto dará el esfuerzo real necesario para mover el fluido de circulación, en el sistema de circulación, para una condición dada.
- La única caída de presión a calcular, es la que se origina a través de los jets de la broca. Esta se determina con la fórmula utilizada para la caída de presión a través de la broca.

En conclusión, el realizar un procedimiento de campo es realmente un mecanismo de absoluta confianza para el diseño de los jets de la broca que esta por entrar, este debe hacerse bajo las premisas de que se tienen reales condiciones del fluido y de tener con exactitud los valores de las verdaderas caídas de presión en un sistema de circulación.

A continuación se presenta el procedimiento sugerido para realizar un Método Hidráulico de Campo:

- Determinar el caudal que se está utilizando para la perforación.
- Determinar las pérdidas de presión en el sistema de circulación con el caudal de trabajo.
- Determinar el factor de corrección.

$$F_c = \left(\frac{MW}{10}\right) * \left(\frac{VP}{MW}\right)^{0,14} \quad (2.35)$$

Donde:

$F_c$  = Factor de corrección,

$MW$  = Peso del lodo (lpg),

$VP$  = Viscosidad plástica (cp)

- Corregir la caída de presión en el sistema de circulación usando el factor de corrección.

$$\Delta P_{sist-c} = \Delta P_{sist} * F_c \quad (2.36)$$

- De acuerdo al Método Hidráulico que ha seleccionado, calcular el valor del  $\Delta P_{sist-ópt}$

$$\text{Potencia: } \Delta P_{sist-\acute{o}pt} = 0,36 * P_{sf} \quad (2.37)$$

$$\text{Impacto: } \Delta P_{sist-\acute{o}pt} = 0,53 * P_{sf} \quad (2.38)$$

- f) Determinar el caudal óptimo con base a la pérdida de presión corregida, óptima y caudal de trabajo.

$$Q_{\acute{o}pt} = Q_{trab} * \left( \frac{\Delta P_{sist-\acute{o}pt}}{\Delta P_{sist-c}} \right)^{\frac{1}{1,86}} \quad (2.39)$$

- g) De acuerdo al Método Hidráulico que ha seleccionado, calcular el valor del  $\Delta P_{b-\acute{o}pt}$ .

$$\text{Potencia: } \Delta P_{b-\acute{o}pt} = 0,64 * P_{sf} \quad (2.40)$$

$$\text{Impacto: } \Delta P_{b-\acute{o}pt} = 0,47 * P_{sf} \quad (2.41)$$

- h) Determinar el área total de flujo óptima.

$$TFA = \sqrt{\frac{Q_{\acute{o}pt}^2 * MW}{10865.98 * \Delta P_{b-\acute{o}pt}}} \quad (2.42)$$

- i) Determinar la velocidad de los jets de la fórmula conocida
- j) Determinar la potencia hidráulica con la fórmula conocida
- k) Determinar el HSI con la fórmula conocida
- l) Determinar la fuerza de impacto con la fórmula conocida

### 2.5.6. LIMPIEZA DEL AGUJERO

La limpieza del pozo es un factor crítico para la perforación, ya que una inadecuada limpieza puede desencadenar una variedad de problemas que afecten tanto la estabilidad del hoyo como los tiempos de perforación, uno de los principales problemas es el relacionado al desgaste de las brocas de perforación debido a una escasa evacuación de los recortes generados.

Una limpieza eficiente del agujero se obtiene proporcionando suficiente velocidad de circulación al lodo de perforación en el anular, además de tener propiedades adecuadas del fluido que se inyecta al pozo.

Otros de los problemas relacionados con la limpieza ineficiente del agujero incluyen:

- Disminución de la vida útil de la broca
- Velocidad de penetración más lenta que resulta de volver a moler los recortes ya perforados.
- Rellenos del hoyo cerca del fondo del agujero durante los viajes cuando la bomba de lodo está apagada.
- Formación de puentes en el espacio anular lo que puede conducir a pegamientos de la sarta.
- Aumento en la densidad del espacio anular y, a su vez, en la presión hidrostática del lodo en el anular. Este incremento de la presión hidrostática del lodo puede causar la fractura de una formación débil expuesta, lo que da por resultado pérdida de circulación.

En la Tabla 2.4 se muestra los principales parámetros que se ven afectados por una ineficiente limpieza del pozo:

**TABLA 2. 4. PRINCIPALES PARÁMETROS QUE SE VEN AFECTADOS POR UNA INEFICIENTE LIMPIEZA DEL POZO.**

<b>Perfil y geometría del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Ángulo del pozo (inclinación) y patas de perro</li> <li>❖ Diámetros de la tubería de revestimiento/pozo y la tubería de perforación</li> <li>❖ Excentricidad de la columna de perforación</li> </ul>
<b>Característica de los recortes y de las camas de recortes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Gravedad específica</li> <li>❖ Tamaño y forma de la partícula</li> <li>❖ Reactividad con el lodo</li> <li>❖ Propiedad del lodo</li> </ul>
<b>Características de flujo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Velocidad anular</li> <li>❖ Perfil de velocidad anular</li> <li>❖ Régimen de flujo</li> </ul>
<b>Propiedades del lodo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Peso del lodo</li> <li>❖ Viscosidad, especialmente a muy bajas velocidades de corte</li> <li>❖ Esfuerzos de gel</li> <li>❖ Capacidad de inhibición</li> </ul>
<b>Parámetros de perforación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Tipo de broca</li> <li>❖ Velocidad de penetración</li> <li>❖ Presión diferencial</li> <li>❖ Rotación de la tubería</li> </ul>

**Fuente:** Hidráulica de la perforación, Schlumberger

**Elaborado por:** Dayana Lomas/Daniel Calderón

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS PROGRAMAS DE HIDRÁULICA DESARROLLADOS EN EL CAMPO OSO.**

En el presente capítulo se presenta una recopilación de las operaciones de perforación realizadas en diferentes pozos del Campo Oso tomando en cuenta variables de interés como parámetros hidráulicos, datos de fluido y ensamblaje de fondo.

La información que se detalla a continuación fue obtenida de los reportes finales de cada pozo y servirá para el posterior análisis y cálculo de los parámetros hidráulicos empleados, así como para alcanzar el objetivo planteado de obtener una hidráulica óptima de perforación.

#### **3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

Con la finalidad de realizar un análisis a partir de varios datos obtenidos de diferentes pozos y conseguir un rango óptimo de operación de los parámetros de interés, es necesario hacer uso de una herramienta que permita recolectar e interpretar la información.

En base a esto, utilizaremos la Estadística como herramienta, ya que tiene como objetivo reunir una información cuantitativa concerniente a grupos y deducir de ello significados precisos o previsiones para el futuro.

La investigación que se va a realizar es de tipo inferencial ya que se deriva de muestras de observaciones hechas sólo acerca de una parte de un conjunto numeroso de elementos, lo cual implica que su análisis requiere de generalizaciones que van más allá de los datos. La estadística inferencial investiga o analiza una población partiendo de la información obtenida a través de muestras.

Para poder desarrollar el método estadístico es necesario conocer el significado de los términos básicos que intervienen en la misma y se detallan a continuación.

➤ **Población**

Es un conjunto de todos los elementos que estamos estudiando, acerca de los cuales intentaremos sacar conclusiones.

Para nuestro estudio, la población la constituyen todos los pozos perforados en el Campo Oso.

➤ **Muestra**

Es un grupo de unidades seleccionadas de la población de acuerdo con un plan o regla, con el objetivo de obtener conclusiones sobre la población de la cual proviene.

La muestra está conformada por 10 pozos seleccionados de acuerdo a los siguientes criterios:

- Pozos Direccionales
- Pozos que hayan concluido las operaciones de perforación (sin ser abandonados).
- Pozos que contengan reportes finales de perforación completos.

Una vez establecida la muestra para el estudio, se procederá a recopilar la información que se tomará de los reportes finales de perforación de los pozos seleccionados, siendo esta:

- Resumen de las operaciones de perforación
- Resumen de brocas
- Propiedades de los fluidos de perforación utilizados
- Hidráulica
- Lecciones Aprendidas

Posteriormente, para la interpretación de los datos y con ayuda del programa Microsoft Excel se procederá a diseñar matrices y gráficos además del uso del método de distribución normal o campana de Gauss, con la finalidad de obtener rangos o límites que permitan elaborar un modelo de parámetros óptimo de perforación.



### 3.1.1. DISTRIBUCIÓN NORMAL O CAMPANA DE GAUSS

La campana de Gauss es empleada en Estadística y Probabilidad, es una representación gráfica de la distribución normal de un grupo de datos. Estos se reparten en valores bajos, medios y altos creando un gráfico de forma acampanada y simétrica con respecto a un determinado parámetro.

Para una mejor comprensión del método, es necesario repasar un par de conceptos básicos:

➤ **Media muestral  $\mu$**

Es el valor promedio de todas las observaciones del conjunto de datos.

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.1)$$

➤ **Desviación estándar  $\sigma$**

Es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}} \quad (3.2)$$

La campana de Gauss está definida por la ecuación:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{x-\mu}{\sigma} \right)^2} \quad (3.3)$$

Donde:

$f(x)$  = Función de distribución normal,

$\sigma$  = Desviación estándar,

$x$  = Variable aleatoria continua (dato),

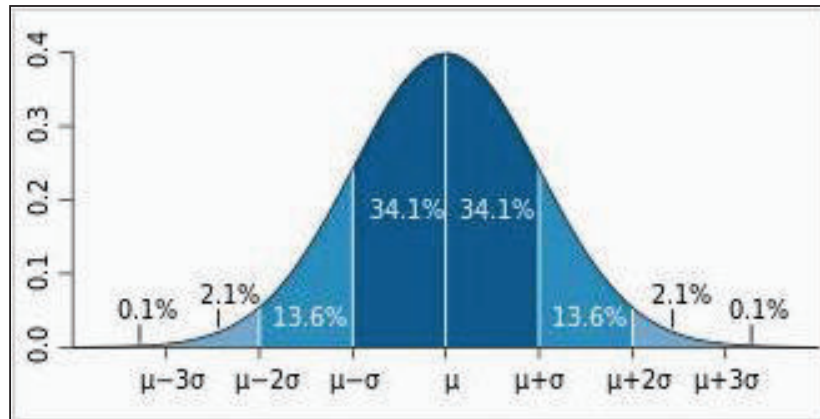
$\mu$  = media muestral

La campana de Gauss cumple con las siguientes propiedades:

- El campo de existencia es cualquier valor real, es decir,  $(-\infty, +\infty)$ .
- Es simétrica respecto a la media  $\mu$ .

- Tiene un máximo en la media  $\mu$ .
- Crece hasta la media  $\mu$  y decrece a partir de ella.
- En los puntos  $\mu - \sigma$  y  $\mu + \sigma$  presenta puntos de inflexión.

**FIGURA 3. 1. CAMPANA DE GAUSS-DISTRIBUCIÓN NORMAL.**



**Fuente:** Estadística, Edwin Galindo

**Elaborado por:** Dayana Lomas/Daniel Calderón

La probabilidad de que un evento ocurra equivale al área encerrada bajo la curva.

El área limitada por el intervalo  $(\mu - \sigma < X \leq \mu + \sigma)$  contiene un área igual a 0.6826 que tiene una probabilidad del 68.26 %

El área limitada por el intervalo  $(\mu - 2\sigma < X \leq \mu + 2\sigma)$  contiene un área igual a 0.954 que tiene una probabilidad del 95.4 %

El área limitada por el intervalo  $(\mu - 3\sigma < X \leq \mu + 3\sigma)$  contiene un área igual a 0.997 que tiene una probabilidad del 99.7 %

La campana de Gauss nos permite observar el grado de concentración de los valores que se ubican en torno a la media y se presentan en la región central de la figura, mientras que los valores atípicos se encuentran a los costados en las colas de la campana.

Los valores atípicos también denominados valores inusuales o extremos, hacen referencia a observaciones lejanas en valor del resto de datos, es decir, es un dato inusualmente grande o inusualmente pequeño comparado con los demás.

### 3.2. RECOPIACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN

#### 3.2.1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

**TABLA 3. 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

Pozo	Elevación del terreno (psnm)	Elevación de la rotaria (psnm)	Objetivo Principal	Objetivo Secundario	Tipo de pozo	Máxima inclinación planeada (°)	MD (ft)	TVD (ft)	Días de perforación
OSO B-46	906.82	943.62	Hollín principal	T Principal U Principal	"S"	16.29	9350	9199	24.25
OSO B-50	906.82	943.62	Hollín principal	T Principal U Principal	"S"	22.0	9130	9000	20.33
OSO B-76	906.82	943.62	Hollín principal	Basal Tena T Principal U Principal	"J"	22.16 @ 7504' MD	9669	9297	22.60
OSO B-78	906.82	943.62	Hollín principal	Basal Tena T Principal U Principal	"J"	32.02 @ 4402' MD	10516	9420	30.69
OSO NG-002	859.58	896.410	Hollín principal	Basal Tena T Principal U Principal	"D"	56.47 @ 7086' MD	12357	9071	43.54
OSO G-69	859.58	896.410	Hollín principal	T Principal U Principal	"D"	42.65 @ 9068' MD	9303	9060	31.35
OSO G-87	859.59	896.410	Hollín principal	T Principal U Principal	"J"	57.20 @ 9828' MD	9828	9165	27.75
OSO G-100	646.82	683.021	Hollín principal	T Principal U Principal	"J"	41.03 @ 6604' MD	10460	9299	26.96
OSO H-111	996.25	1032.85	Hollín superior	T Principal U Principal	"J"	27.67 @ 3367' MD	10424	9648	40.13
OSO H-112	996.25	1032.85	Hollín superior	T Principal U Principal	"J"	66.5 @ 10582' MD	10582	9263	25.94

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

#### 3.2. 2. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

A continuación se muestra la Tabla 3.2, la misma que consta con información de los diez pozos seleccionados con las diferentes profundidades a las que se registró los topes formacionales, además de la litología que se encontró en cada estrato perforado. Esta información se tomó de los reportes direccionales de cada pozo los mismos que se muestran en el Anexo 1.

**TABLA 3. 2. PROFUNDIDAD DE LOS TOPES FORMACIONALES Y DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA.**

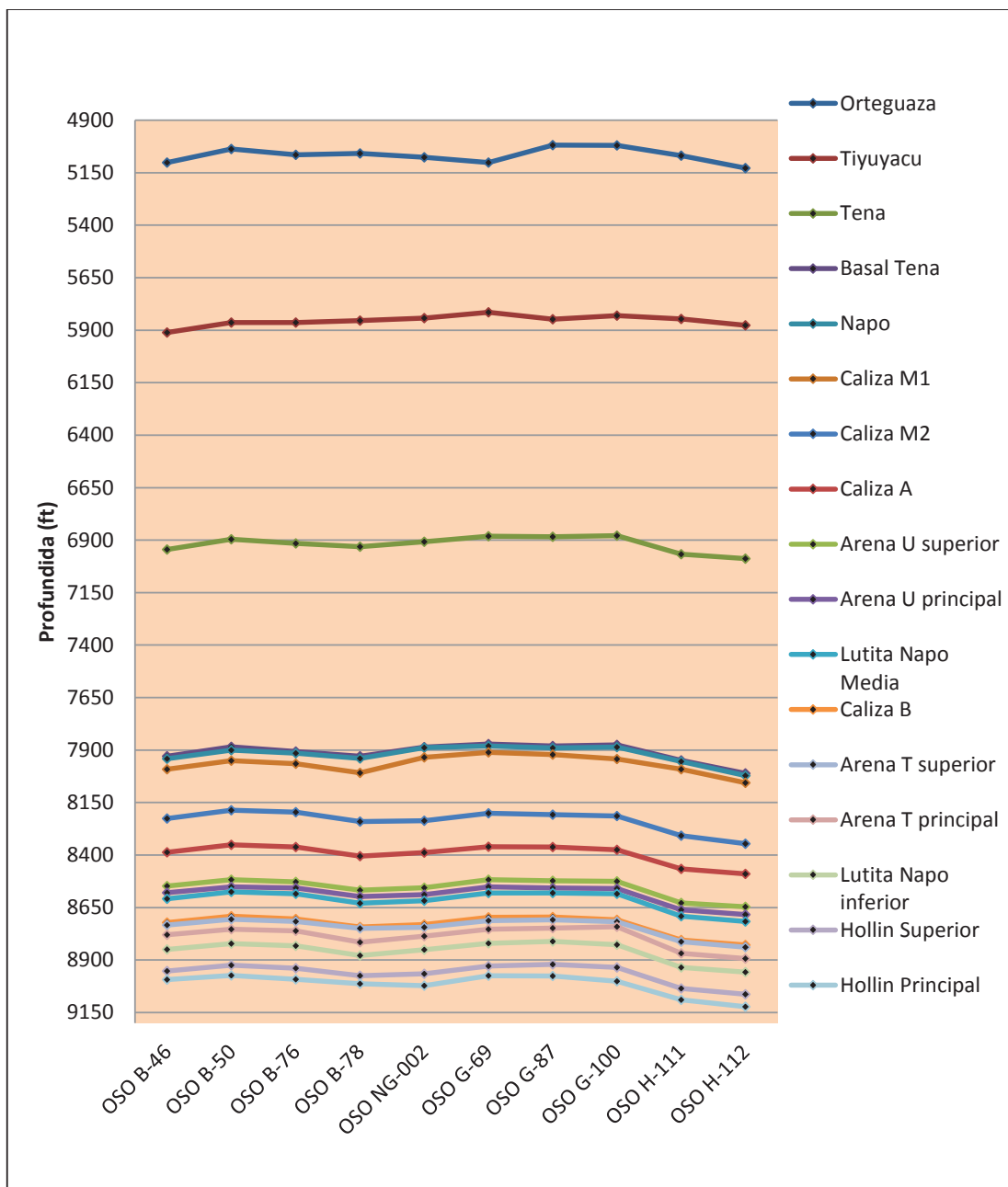
Formación	Descripción Litológica	OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
Orteguaza	Lutita, limolita, arenisca	5101	5037	5065	5058	5076	5101	5019	5020	5069	5128
Tiyuyacu	Arcillolita, limolita, conglomerado, arenisca	5911	5863	5864	5854	5843	5815	5847	5830	5846	5876
Tena	Arcillolita, limolita, caliza, arenisca	6945	6896	6915	6931	6908	6881	6884	6879	6967	6988
Basal Tena	Arenisca, limolita, arcillolita	7929	7885	7907	7929	7886	7871	7881	7875	7949	8011
Napo	Lutita	7941	7900	7915	7940	7888	7881	7890	7886	7955	8022
Caliza M1	Caliza, lutita	7992	7951	7965	8008	7935	7911	7921	7942	7991	8056
Caliza M2	Caliza, lutita	8226	8186	8196	8240	8236	8201	8207	8214	8308	8346
Caliza A	Caliza, lutita	8387	8351	8362	8405	8388	8361	8362	8375	8466	8490
Arena U superior	Arenisca, lutita	8548	8517	8528	8568	8555	8518	8523	8525	8628	8646
Arena U principal	Arenisca, lutita	8580	8552	8557	8598	8589	8552	8557	8559	8661	8683
Lutita Napo Media	Lutita, caliza	8609	8575	8584	8629	8618	8581	8581	8585	8692	8717
Caliza B	Caliza, lutita	8722	8692	8704	8743	8731	8697	8695	8708	8805	8828
Arena T superior	Arenisca, lutita, caliza	8734	8706	8717	8750	8744	8712	8708	8718	8813	8839
Arena T principal	Arenisca, lutita	8780	8754	8761	8816	8786	8753	8748	8742	8868	8893
Lutita Napo inferior	Lutita, caliza	8850	8822	8832	8879	8851	8821	8811	8827	8936	8958
Hollin Superior	Arenisca, lutita, caliza	8952	8925	8939	8975	8966	8929	8921	8935	9036	9063
Hollin Principal	Arenisca, lutita, caolinita	8993	8974	8992	9013	9022	8975	8976	9001	9090	9122

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

Con los datos de la Tabla 3.2, se realizó la Figura 3.2 que representa la variación litológica de las diferentes formaciones de los pozos seleccionados, el gráfico permite observar que son pequeñas las variaciones de profundidad a las que se encuentran los diferentes topes formacionales, de igual manera, el espesor de cada formación se tiende a mantener constante en los diferentes pozos.

**FIGURA 3. 2. VARIACIÓN LITOLÓGICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

A partir de la Figura 3.2, podemos generar un promedio de las profundidades a las que se encuentra cada formación, con la finalidad de obtener un valor referencial que posteriormente permita desarrollar los parámetros operacionales necesarios para la optimización en la hidráulica.

En la Tabla 3.3 se muestra la profundidad referencial a la que se encontrarían los topes formacionales.

**TABLA 3. 3. PROFUNDIDAD REFERENCIAL DE LOS TOPES FORMACIONALES.**

<b>Formación</b>	<b>TVD (ft)</b>
Orteguaza	+/-5067,4
Tiyuyacu	+/-5854,9
Tena	+/-6919,4
Basal Tena	+/-7912,3
Napo	+/-7921,8
Caliza M1	+/-7967,2
Caliza M2	+/-8236,0
Caliza A	+/-8394,7
Arena U superior	+/-8555,6
Arena U principal	+/-8588,8
Lutita Napo Media	+/-8617,1
Caliza B	+/-8732,5
Arena T superior	+/-8744,1
Arena T principal	+/-8790,1
Lutita Napo inferior	+/-8858,7
Hollín Superior	+/-8964,1
Hollín Principal	+/-9015,8

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### **3.2.3. ANÁLISIS DE LAS BROCAS Y PARÁMETROS OPERACIONALES UTILIZADOS EN CADA SECCIÓN**

Para el análisis de las brocas y de los parámetros operacionales (rata de penetración, revoluciones por minuto, peso sobre la broca, caudal, presión y torque), se recurrió al Bit Record de cada pozo seleccionado que se muestra en el Anexo 2. En base a esta información se desarrollaron tablas y gráficos de campana con la finalidad de poder comparar el comportamiento de los parámetros de perforación en cada sección, que a su vez permita establecer promedios por sección, para descubrir los rangos apropiados con los cuales los pozos fueron perforados.



CONTINUACIÓN TABLA 3.4. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 16”

Pozo	Tipo	Boquillas	Formación perforada	ROP (ft/h)	RPM	WOB (Klbs)	Torque (Klb-ft)	Caudal (gpm)	Presión (psi)
OSO G-9	TRC	3x16+1x18	T-IND	50,13	30	160	3	5	550
	PDC	4x13+3x14	T-IND	143,06	192	310	4	9	2375
	PDC	4x13+3x14	T-IND/ORT	91,34	290	305	3	10	3325
	<b>Intervalo perforado</b>								
OSO G-97	PDC	7x14	T-IND	128,4	106	188	4	8	2210
	PDC	7x15	T-IND/ORT/TIY	63,9	131	191	4	13	3195
	<b>Intervalo perforado</b>								
OSO G-100	PDC	5x11+5x10	T-IND	130,22	60	142	5	9	3700
	PDC	5x11+5x12	T-IND	98,33	60	210	6	13	3900
	<b>Intervalo perforado</b>								
OSO H-111	TRC	3x16+1x18	T-IND	45,25	40	80	1	3	3600
	TRC	3x16+1x18	T-IND	36,13	90	106	3	5	3600
	PDC	2x12+5x13	T-IND	84,63	114	139	2	6	3800
	PDC	7x14	T-IND	76,92	139	179	5	9	3500
	PDC	7x16	ORT	30,57	159	185	7	15	3800
	<b>Intervalo perforado</b>								
OSO H-112	TRC	4x16	T-IND	58,73	40	80	1	3	296
	TRC	4x16	T-IND	67,68	84	142	2	3	2271
	PDC	5x13+2x12	T-IND	107,55	40	105	3	8	3545
	PDC	5x14+2x15	T-IND/ORT	68,35	145	185	6	15	3367
	<b>Intervalo perforado</b>								

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón



Al analizar la sección de 16" en base a los datos de la Tabla 3.4, se puede concluir que la broca utilizada con mayor frecuencia para la perforación es la de tipo PDC, salvo en el inicio de la perforación que se utilizó la broca Tricónica para pasar los piedrones superficiales.

De igual manera se puede observar que la tubería de revestimiento se asienta con mayor frecuencia en la formación Orteguzaza, y con menor incidencia en el Terciario Indiferenciado y Tiyuyacu; aunque es preciso tener claro que el criterio de asentamiento depende del diseño y de las condiciones del pozo.

A partir de los valores de la Tabla 3.4, se va a realizar el análisis de los parámetros operacionales. En primera instancia, para observar el comportamiento de la rata de penetración se procederá a realizar tres tipos de figuras, la primera con los valores promedio de las ratas de penetración de los 10 pozos seleccionados tanto para brocas tricónicas como para PDC los mismos que se muestran en las Figuras 3.3 y 3.4 con la finalidad de determinar los pozos con mejor desempeño.

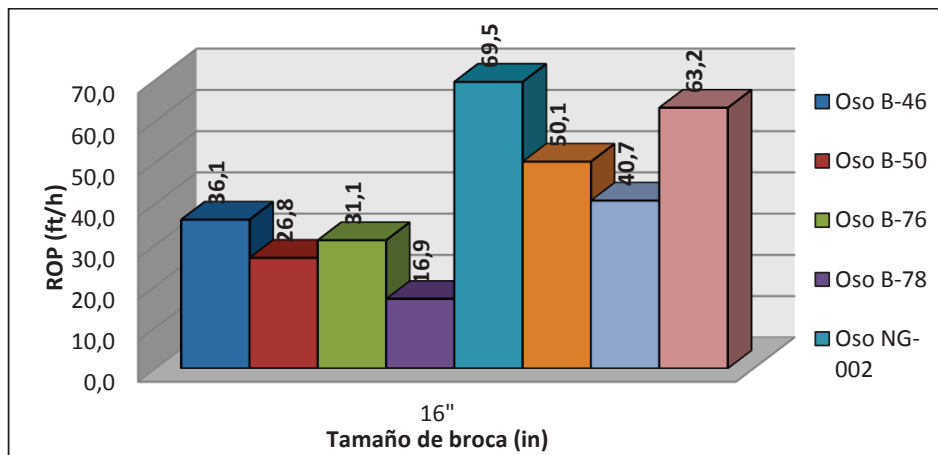
La segunda es una figura del ROP vs. Tipo de broca e intervalo perforado como se muestra en la Figura 3.5, con la finalidad de conocer cómo influye el número de arreglos de brocas en la rata de penetración y su relación con la profundidad perforada.

Finalmente la tercera es una figura de campana la cual refleja el comportamiento general de los 10 pozos y que permite obtener el rango en el cual están operando los pozos seleccionados. Estas figuras se realizarán para el análisis de los rangos de operación de ROP, RPM, presión, caudal, WOB y torque.

En la Figura 3.3, se puede observar que el pozo con mejor desempeño para la perforación del primer tramo de la sección de 16" utilizando broca tricónica es el OSO NG-002 con un ROP promedio de 69,5 ft/h seguido del OSO H-112 con un ROP promedio de 63,2 ft/h.

Mientras que para la perforación del resto de la sección (Figura 3.4) utilizando broca PDC, el pozo con mejor desempeño es el OSO B-46 con un ROP promedio de 135,5 ft/h seguido del OSO G-69 con un ROP promedio de 117,2 ft/h.

**FIGURA 3. 3. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA (TRC)  
SECCIÓN DE 16"**

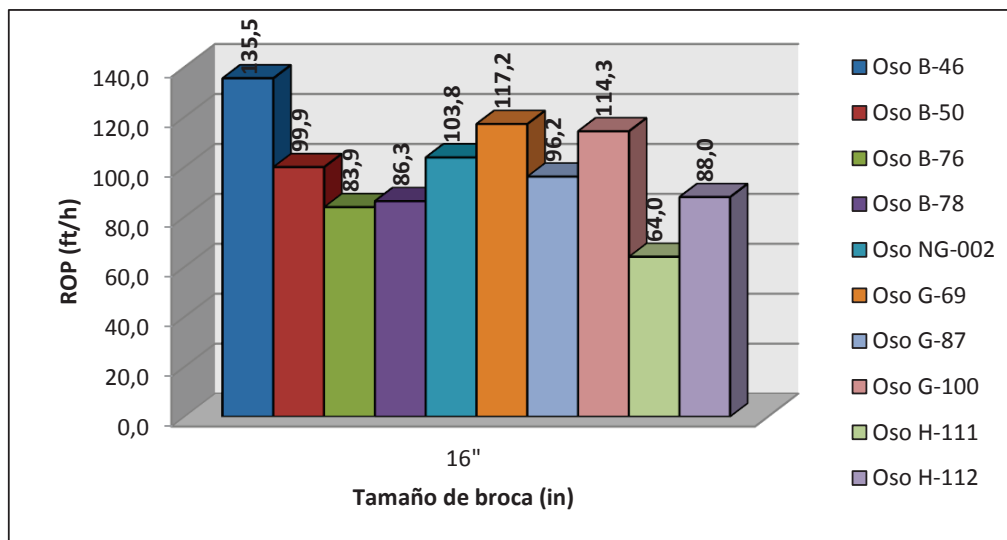


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la Figura 3.3 no se presentan datos de ROP para brocas tricónicas en los pozos Oso G-87 y Oso G-100 debido a que se perfora desde el inicio de la sección de 16" con brocas PDC.

**FIGURA 3. 4. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA (PDC)  
SECCIÓN DE 16"**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

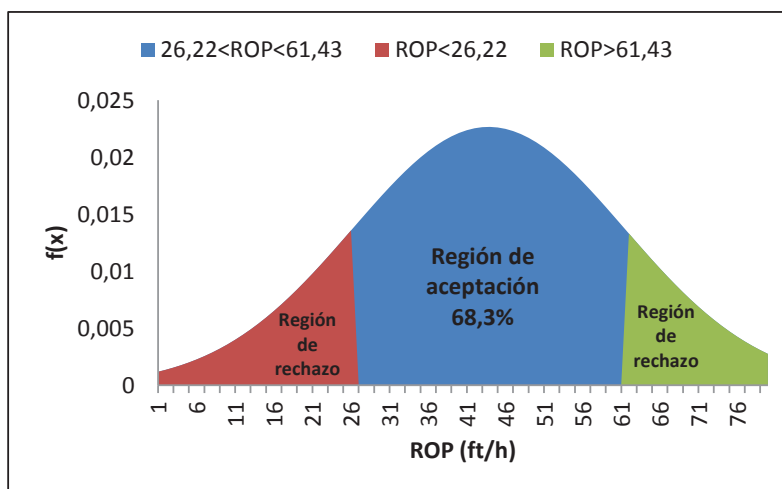


En la Figura 3.5, al comparar la tasa de penetración con el número de brocas y los espesores perforados por cada una de ellas se evidencia que a menor número de brocas utilizadas por cada sección, y a mayor intervalo perforado, se alcanza una mejor tasa de penetración.

Para esta sección se puede concluir que el mejor rendimiento se obtiene utilizando de 2 a 3 brocas, siendo la primera una broca tricónica tipo XT1GSC con un intervalo perforado de 500 ft, por tener mayor resistencia al impacto, adecuada para perforar el conglomerado superficial constituido por cantos rodados de alta dureza.

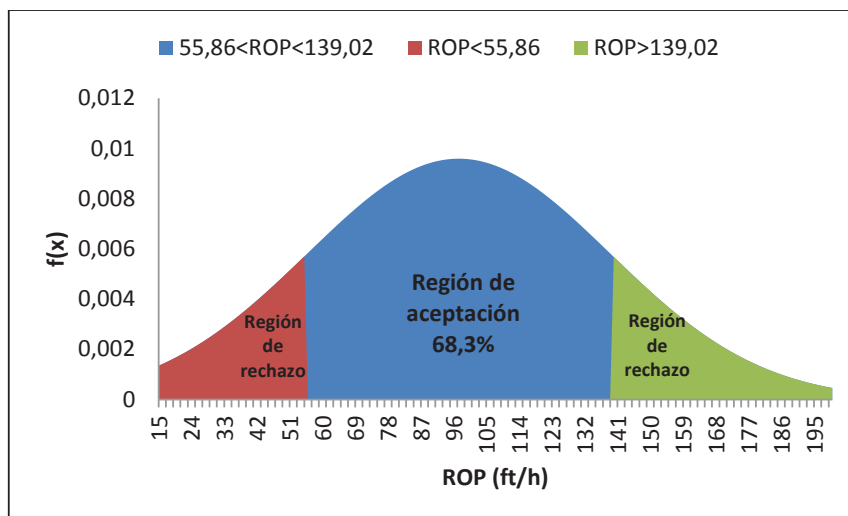
Para los intervalos restantes debido a que se perfora una litología predominantemente arcillosa con intercalaciones de arena se recomienda el uso de brocas PDC, siendo la broca SDi519MHPX la que alcanzó mejor tasa de penetración, con un intervalo perforado de 2577 ft utilizada en el pozo OSO B-46 y que alcanza un ROP de 161,06 ft/h en la primera corrida y una segunda corrida de 1737 ft con un ROP de 109,9 ft/h, se recomienda la utilización de esta broca ya que trabaja con parámetros normales controlados y ofrece un buen desempeño y menor desgaste en su estructura.

**FIGURA 3. 6. RANGO DE ROP (TRC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 7. RANGO DE ROP (PDC) SECCIÓN DE 16”**

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

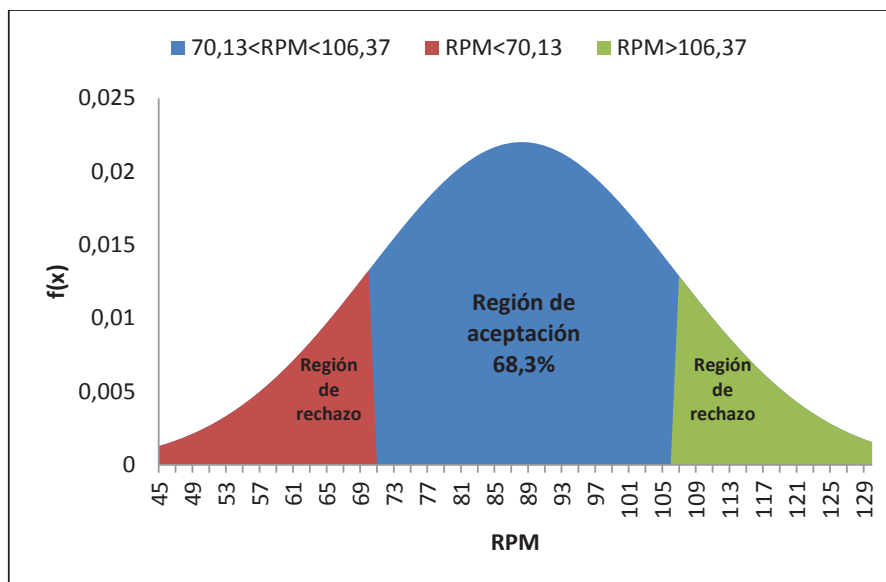
Las Figuras 3.6 y 3.7, son una representación de la Campana de Gauss en la cual se ha ubicado los diversos valores de la tasa de penetración en el eje X, frente al número de pozos en los cuales existe incidencia de los valores de ROP en el eje Y.

Se puede observar que los valores más comunes de tasas de penetración utilizados para la perforación se encuentran en la parte central de la campana, es decir que existe una probabilidad del 68,3% de que los datos se encuentran en la región delimitada como zona de aceptación en un rango que va de 26,22 ft/h hasta 61,43 ft/h para brocas tricónicas y de 55,86 ft/h hasta 139,02 ft/h para brocas PDC.

El rango obtenido, podemos tomarlo como referencia para el posterior análisis y optimización de la hidráulica. La utilización de este método nos permite reducir el margen de valores aceptables.

En las Figuras 3.8 a 3.17 se muestra los rangos de operación de los parámetros RPM, presión, caudal, WOB y torque para la sección de 16” tanto para brocas tricónicas como para PDC representados en gráficos de campana.

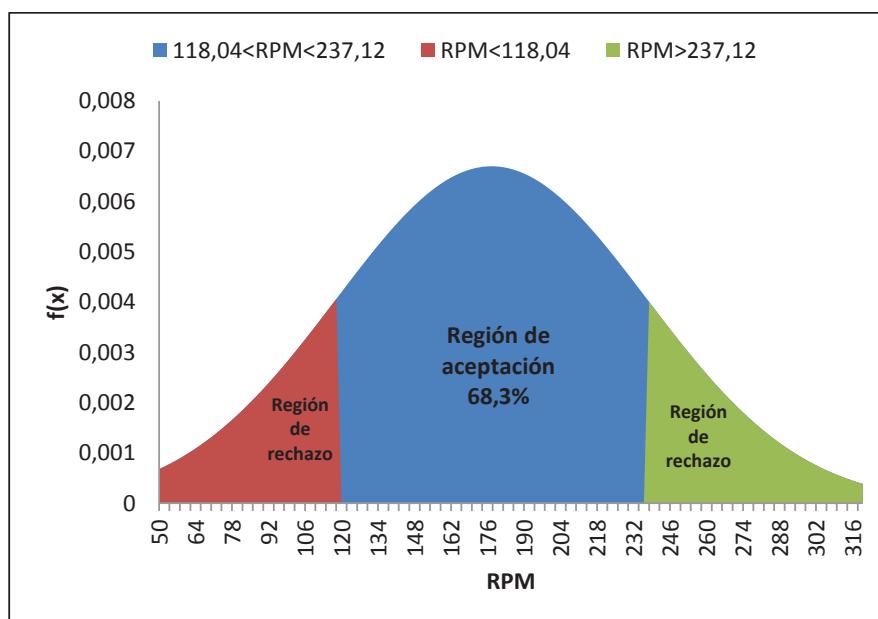
**FIGURA 3. 8. RANGO DE RPM (TRC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 9. RANGO DE RPM (PDC) SECCIÓN DE 16”**



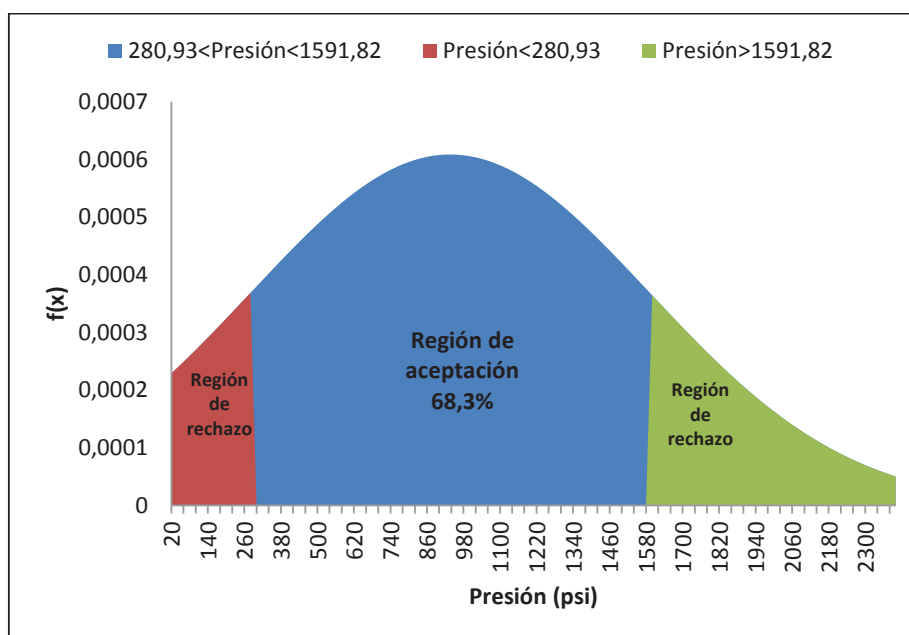
**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

Para esta sección, la mayor incidencia de valores de velocidad de perforación se encuentra en la región intermedia dentro del rango que va desde 70,13 rpm hasta 106,37 rpm para brocas tricónicas, mientras que para brocas PDC el rango se encuentra entre 118,04 rpm y 237,12 rpm.

El análisis de la presión, caudal, WOB y torque también se realizó por separado para los dos tipos de brocas (Tricónica y PDC) que se usaron en la perforación de esta sección debido a sus diferentes requerimientos al perforar los estratos en los que fueron utilizadas, es decir brocas tricónicas para el inicio de la sección y brocas PDC para mayores profundidades.

**FIGURA 3. 10. RANGO DE PRESIÓN (TRC) SECCIÓN DE 16”**

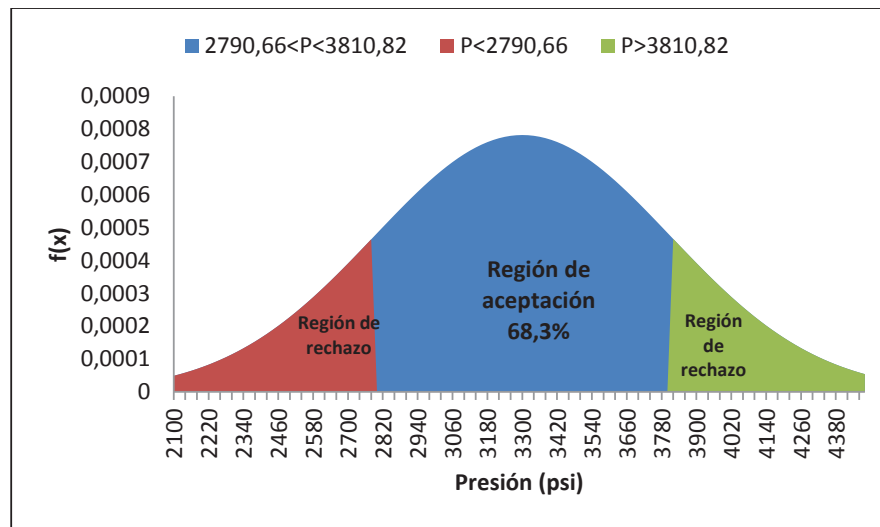


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

De acuerdo a la Figura 3.10, se observa que la presión de las bombas de lodo para una broca tricónica fluctúa entre 280,93 psi y 1591,82 psi debido a que al estar más cerca de la superficie es menor la presión que se necesita para conseguir una buena limpieza del agujero.

**FIGURA 3. 11. RANGO DE PRESIÓN (PDC) SECCIÓN DE 16”**

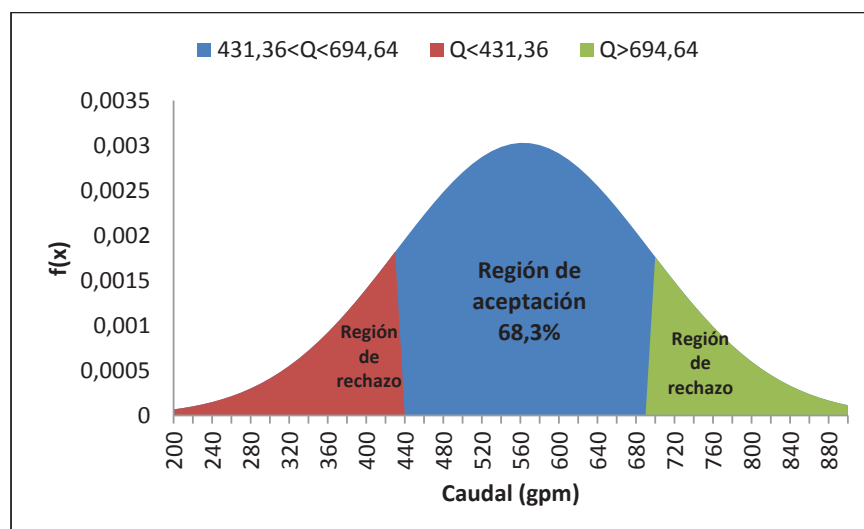


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

La presión de las bombas de lodo para una broca PDC, va de 2790,66 psi a 3810,82 psi, la presión necesaria para una adecuada limpieza se incrementa por la profundidad a la que se emplea esta broca.

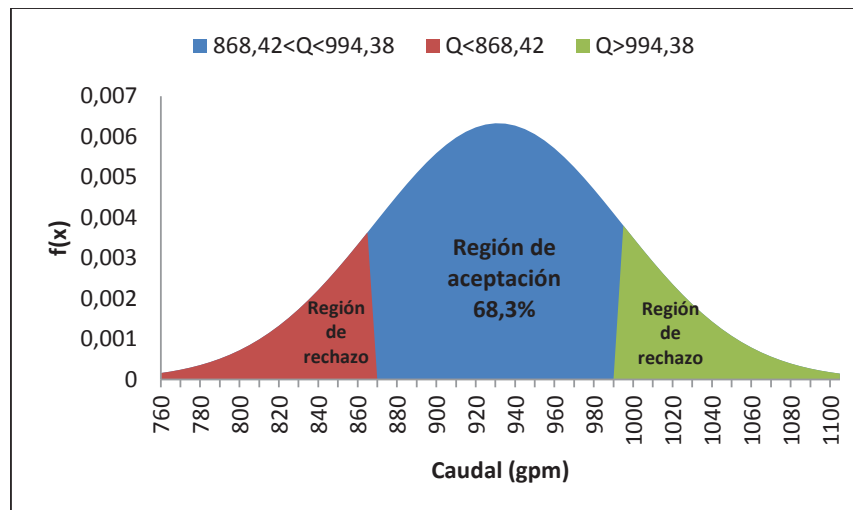
**FIGURA 3. 12. RANGO DE CAUDAL (TRC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón



**FIGURA 3. 13. RANGO DE CAUDAL (PDC) SECCIÓN DE 16”**

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

El caudal para las operaciones de perforación de esta sección varía para brocas tricónicas en un rango de 431,36 gpm a 694,64 gpm, mientras que para brocas PDC el caudal se incrementa en un rango de 868,42 gpm a 994,38 gpm.

El uso de caudales menores en brocas tricónicas para el inicio de la perforación es debido a que en los primeros estratos se tiene conglomerados superficiales que requieren aplicar caudales moderados con la finalidad de evitar fracturar la formación.

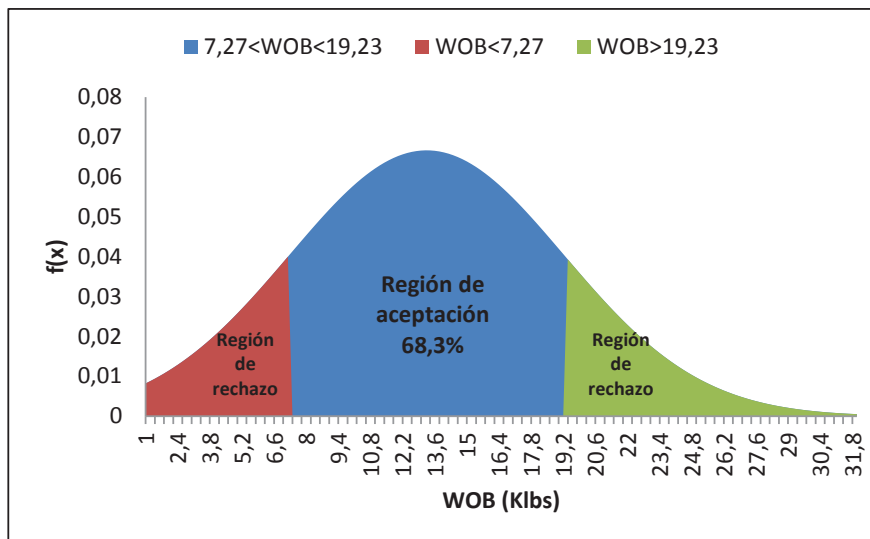
Para la perforación de esta sección, se utiliza un peso sobre la broca que varía de 7,27 Klbs a 19,23 Klbs para brocas tricónicas mientras que para brocas PDC el WOB va de 10,07 Klbs a 25,53 Klbs como se indica en la Figura 3.14 y 3.15 respectivamente.

Es necesario tener en cuenta que para la perforación del primer intervalo de 500 ft, se debe controlar los parámetros con la finalidad de evitar fracturar las formaciones superficiales poco consolidadas.

De igual manera al llegar al conglomerado de Tiyuyacu es preciso controlar los parámetros durante largos intervalos ya que se presentan formaciones duras y

altamente abrasivas que en ocasiones pueden requerir altos parámetros de perforación donde los valores de WOB podrían ir de 30 – 40 Klbs.

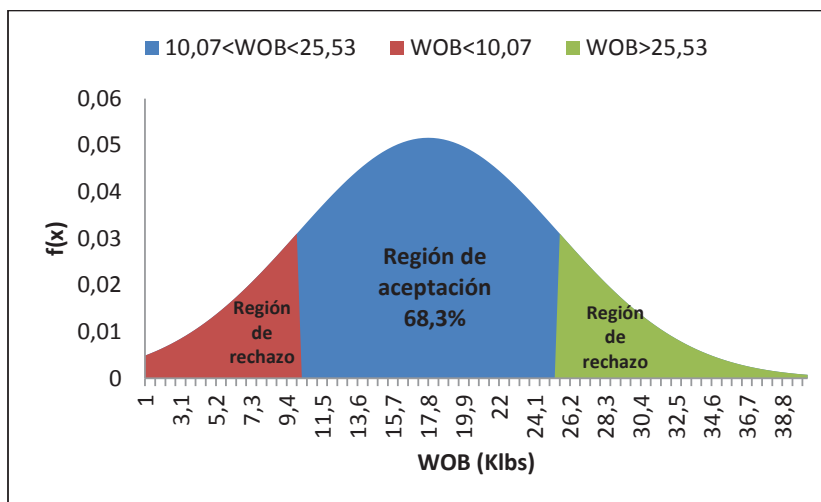
**FIGURA 3. 14. RANGO DE WOB (TRC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

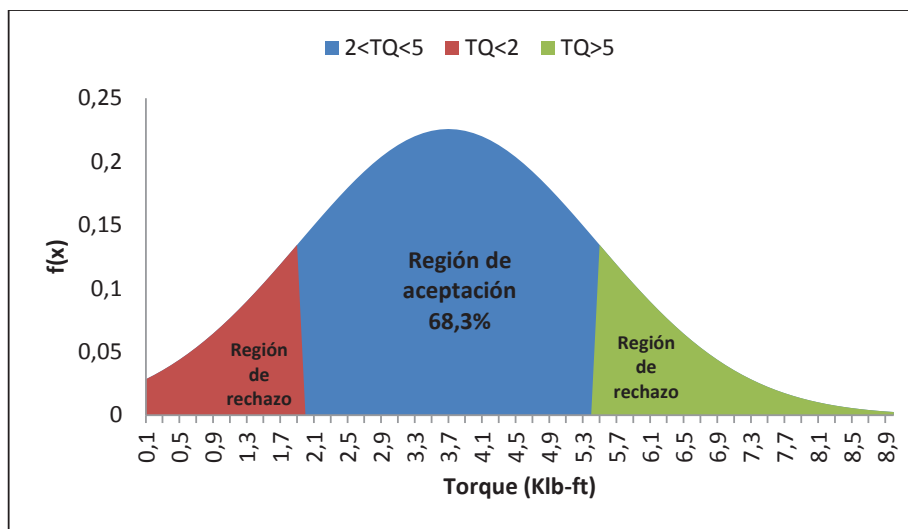
**FIGURA 3. 15. RANGO DE WOB (PDC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

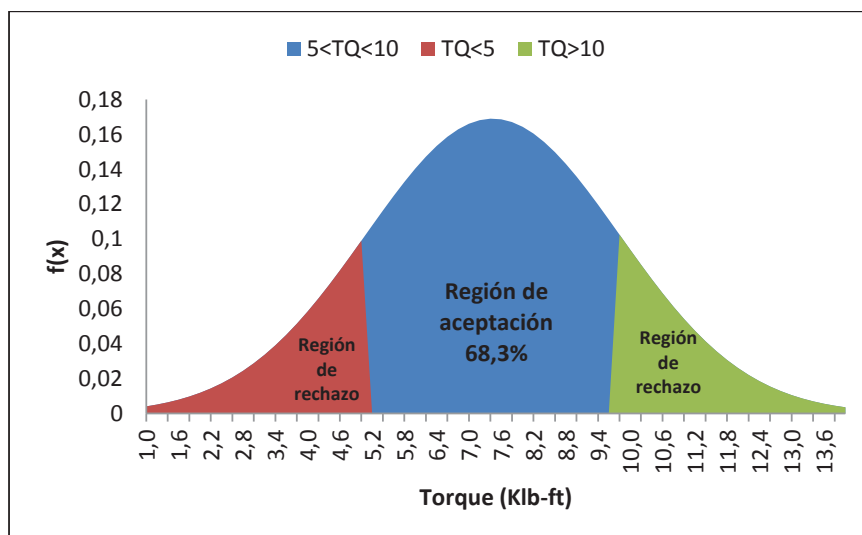
**FIGURA 3. 16. RANGO DE TORQUE (TRC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 17. RANGO DE TORQUE (PDC) SECCIÓN DE 16”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

La variación del torque para la sección de 16” en brocas tricónicas se mantiene entre los valores de 2 a 5 Klbs-ft, mientras que para brocas PDC, el rango se incrementa y va de 5 a 10 Klbs-ft.

## ➤ Sección de 12 1/4”

TABLA 3. 5. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4”

Pozo	Tipo	Boquillas	Formación perforada	ROP (ft/h)	RPM	WOB (Klbs)	Torque (Klb-ft)	Caudal (gpm)	Presión (psi)				
OSO B-46	PDC	MSi519HSPXX	7x12	ORT/ TIY/TENA/NAPO	71,22	60	80	15	20	8	15	880	3800
	PDC	MSi619LVBPX	6x16	NAPO/HOLLIN	34,73	60	80	15	30	8	13	700	4000
	<b>Intervalo perforado</b>												
OSO B-50	PDC	MSi519HSPX	7x13	ORT/TIY/TENA/HOLLIN-SUP	49,57	80	80	10	35	5	20	950	3500
		<b>Intervalo perforado</b>											
OSO B-76	PDC	MSi519LMHSBPXX	7x13	CAL-M2	57,54	60	60	15	20	16	20	850	3450
	PDC	MSi519LMHSBPXX	7x15	HOLLIN-SUP	45,92	60	60	12	20	16	20	800	3400
	<b>Intervalo perforado</b>												
OSO B-78	PDC	MSi519LMHSBPXX	7x13	TIY/TENA/NAPO/CAL-M1	50,26	80	80	10	25	15	24	850	3600
	PDC	MSi519LMHSBPXX	4x18+3x16	CAL-M1/U-PRAL	30,57	70	70	10	30	15	24	650	2650
	PDC	MSi519LMHSBPXX	4x18+3x16	NAPO-MED/HOLLIN-SUP	38,6	50	60	8	10	10	19	830	3800
		<b>Intervalo perforado</b>											
OSO NG-002	PDC	FXE56D	3x13+5x14	TIY/HOLLIN-SUP	40,41	100	150	15	45	13	25	1000	4225
	PDC	FXE56	3x13+5x14	TENA/NAPO	68,92	100	150	10	35	15	20	830	4069
	<b>Intervalo perforado</b>												
OSO G-69	PDC	FX56M	8x12	ORT	57,46	40	75	10	35	6	11	1000	3372
	PDC	FX56	4x12+4x13	TENA/NAPO	31,52	60	70	5	20	6	12	800	3359
	<b>Intervalo perforado</b>												

CONTINUACIÓN TABLA 3.5. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4”

Pozo	Tipo	Boquillas	Formación perforada	ROP (ft/h)	RPM	WOB (Klbs)	Torque (Klb-ft)	Caudal (gpm)	Presión (psi)
OSO G-87	PDC	4x11+4x12	TIY/TENA	41,4	40	5	4	12	3785
	PDC	8x14	TENA/NAPO/HOLLIN	33,5	120	20	5	20	3531
	<b>Intervalo perforado</b>		<b>TIY/HOLLIN</b>						
OSO G-100	PDC	4x13+3x14	T-IND/TIY/TENA/NAPO	46,85	85	2	40	13	880
	PDC	7x18	NAPO	51,94	85	5	40	17	880
	<b>Intervalo perforado</b>		<b>T-IND/NAPO</b>						
OSO H-111	PDC	8x14	TIY/TENA	23,38	40	12	38	9	880
	PDC	8x16	TENA/NAPO	30,21	40	12	38	14	800
	PDC	8x16	NAPO	22,54	60	14	45	14	800
<b>Intervalo perforado</b>		<b>TIY/NAPO</b>							
OSO H-112	PDC	8x13	ORT/ TIY/TENA/NAPO	50,02	70	10	40	9	900
	PDC	8x16	NAPO	35,59	30	20	45	15	830
	PDC	8x16	NAPO/HOLLIN	21,65	40	15	45	19	720
<b>Intervalo perforado</b>		<b>ORT/HOLLIN</b>							

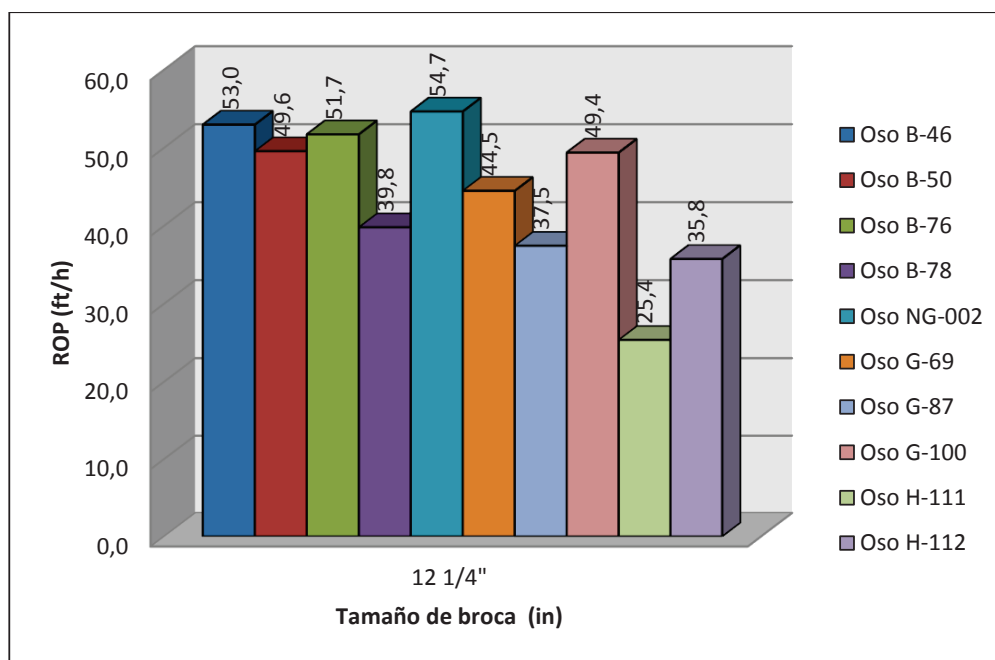
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Para la perforación de la sección intermedia de 12 1/4", todos los pozos seleccionados utilizaron brocas PDC, para atravesar las formaciones: Orteguzza comprendida principalmente de lutitas con intercalaciones de limolita y arenisca, la formación Tiyuyacu constituida por arcillolitas intercaladas con finos lentes de arenisca y limolita, además de conglomerado cuarzoso y chert hacia Basal Tena y la formación Tena compuesta principalmente por arcillolitas y finos lentes de caliza, arenisca y limolita.

La tubería de revestimiento en esta sección, se asienta con mayor regularidad en la formación Napo, seguida por las formaciones Hollín superior y principal, dependiendo del diseño y las condiciones del pozo.

**FIGURA 3. 18. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA SECCIÓN DE 12 1/4"**

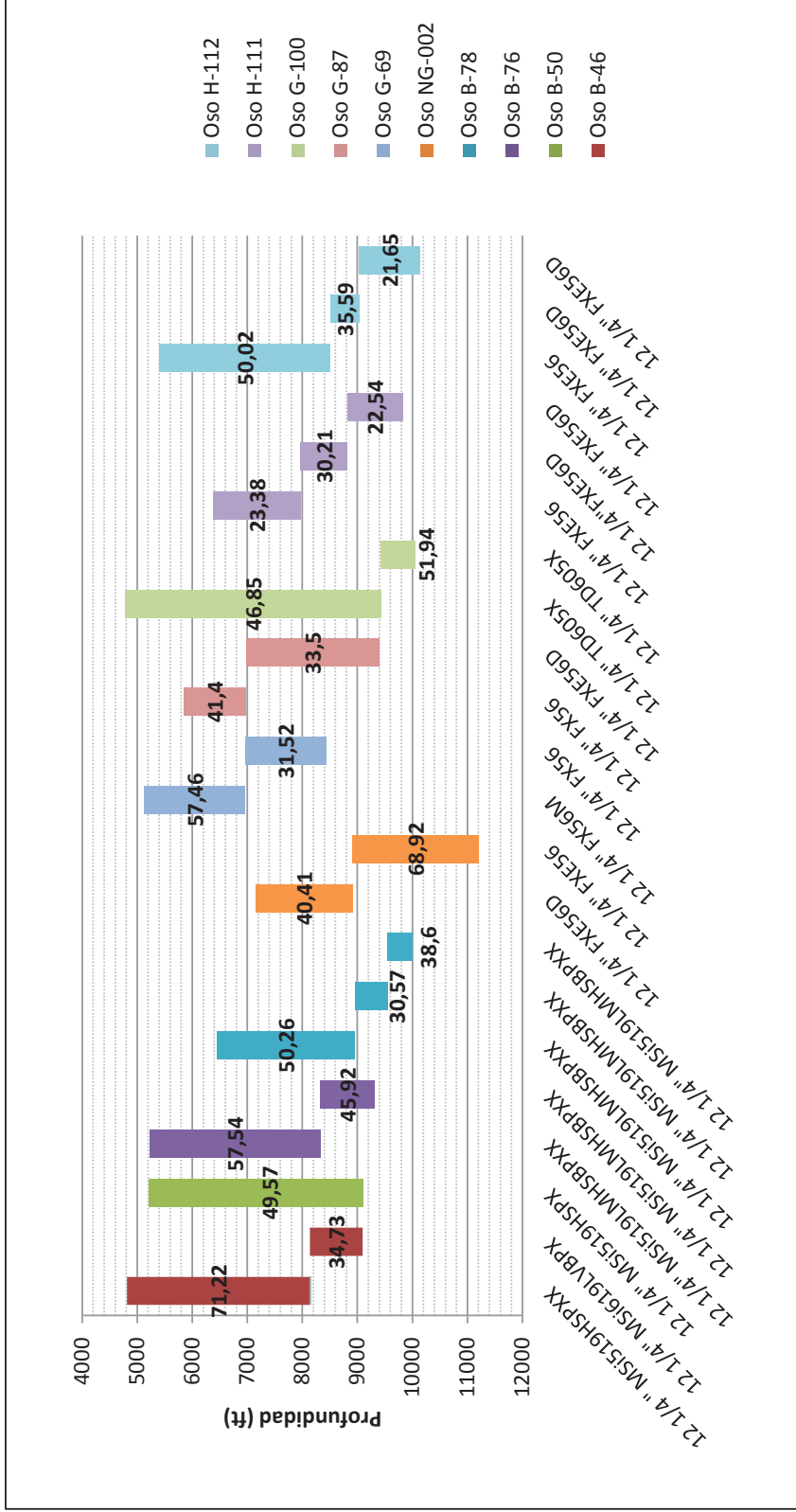


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

De acuerdo a la Figura 3.18, el pozo que alcanzó una mejor rata de penetración es el OSO NG-002 con un promedio de 54,7 ft/h seguido de los pozos OSO B-46 y OSO B-76 con un ROP promedio de 53 ft/h y 51,7 ft/h respectivamente.

**FIGURA 3. 19. ANÁLISIS MÚLTIPLE DE ROP VS. INTERVALO PERFORADO PARA BROCAS UTILIZADAS EN SECCIÓN DE 12 1/4"**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico  
**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

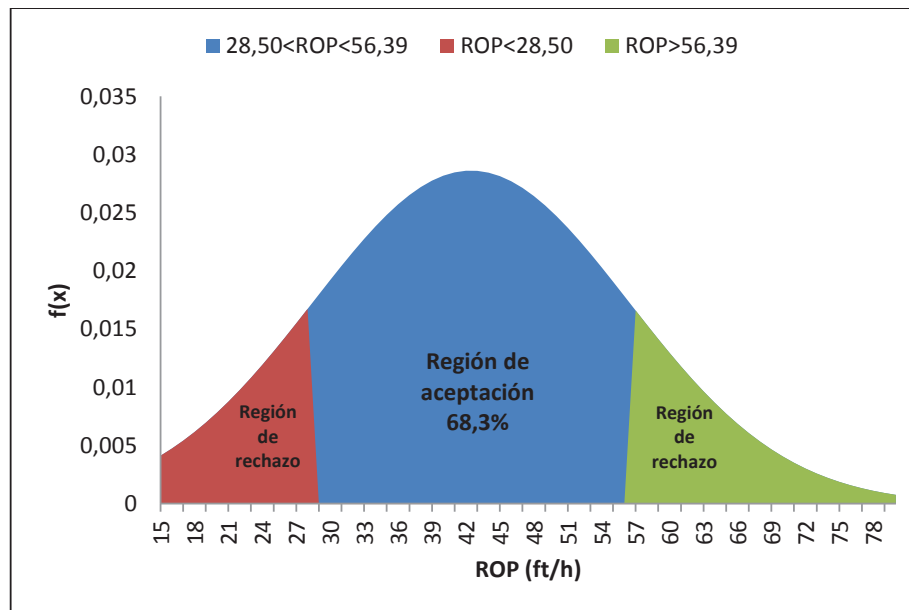
De la Figura 3.19 y con base en los valores obtenidos de la Figura 3.18, se concluye que el mejor rendimiento se obtiene al utilizar dos brocas para la perforación de esta sección.

La broca que ofrece un mejor desempeño es la FXE56D con un intervalo perforado de 4000 ft sin presentar mayor desgaste, seguida de la broca MSi519HSPXX con un intervalo similar perforado.

De acuerdo al historial de perforación de los pozos seleccionados esta broca permitió atravesar los tres niveles de conglomerado de Tiyuyacu (Superior, Medio e Inferior) en una sola corrida siendo capaz de llegar hasta la caliza Napo motivo por el cual constituye la mejor opción para la perforación de esta sección.

Una vez analizada la eficiencia de perforación, mediante las Figuras 3.20 a la 3.25 se procederá a analizar la ROP, RPM, presión, caudal, WOB y torque utilizados para la perforación de cada pozo que a su vez permita definir un rango de operación adecuado para cada uno de ellos.

**FIGURA 3. 20. RANGO DE ROP SECCIÓN DE 12 1/4”**

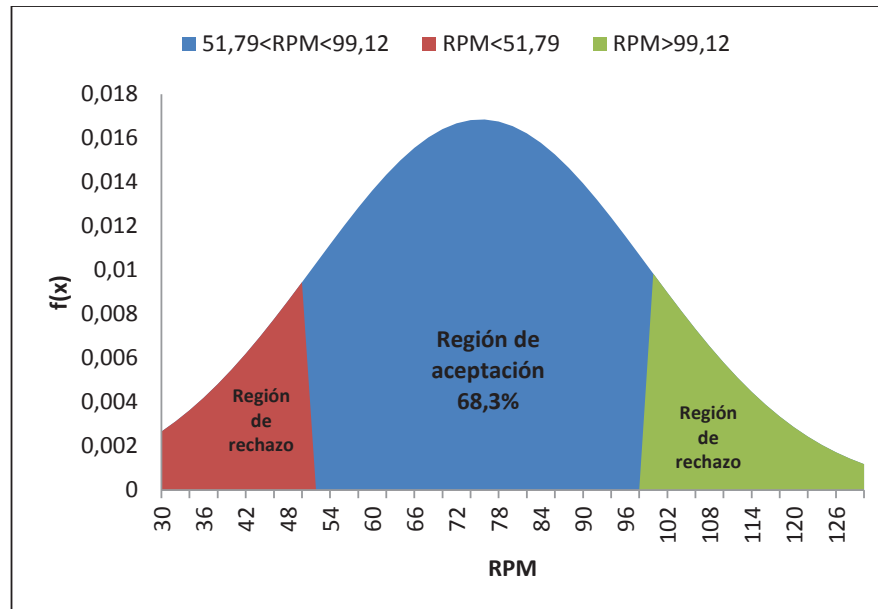


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón



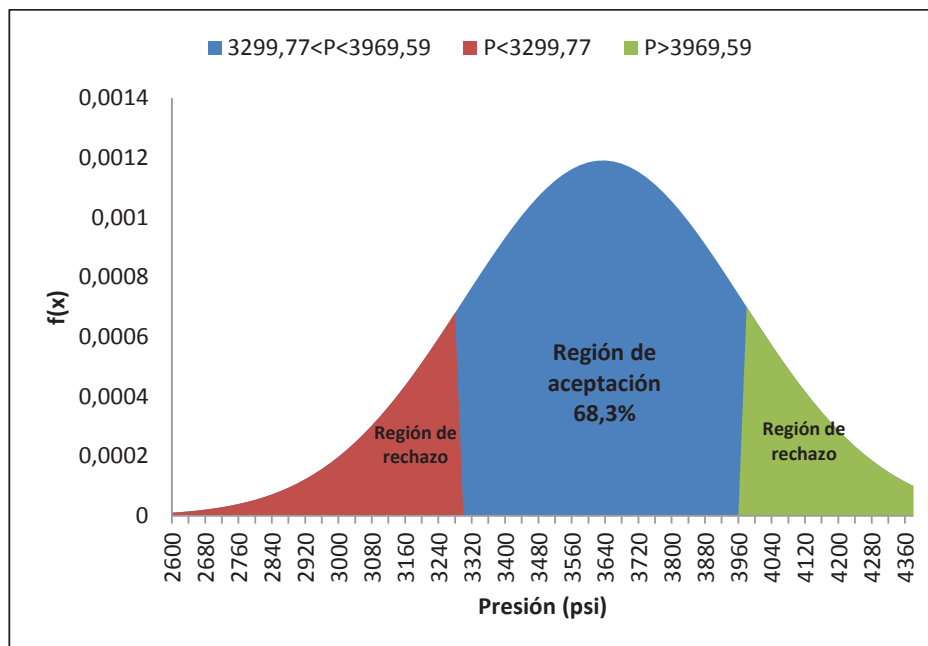
**FIGURA 3. 21. RANGO DE RPM SECCIÓN DE 12 1/4”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

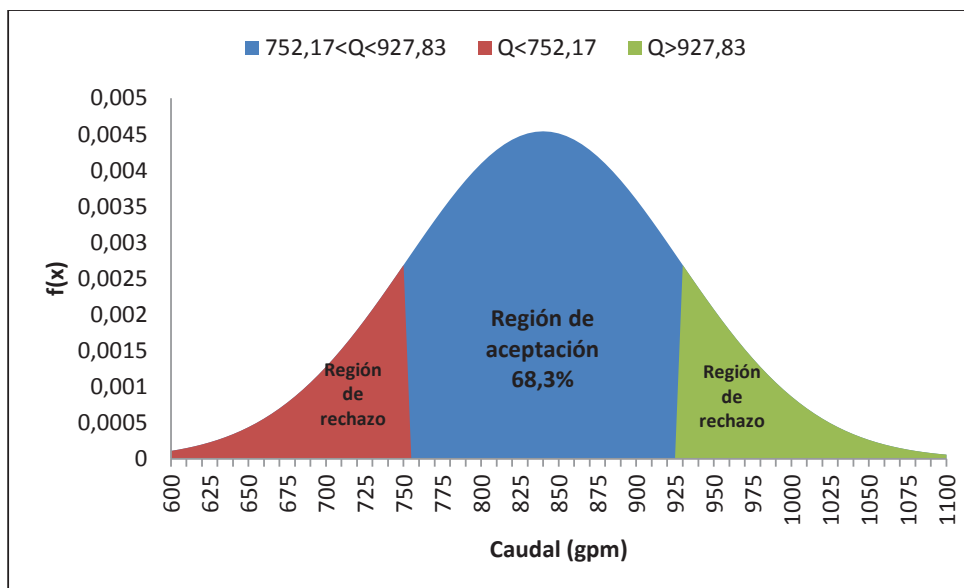
**FIGURA 3. 22. RANGO DE PRESIÓN SECCIÓN DE 12 1/4”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

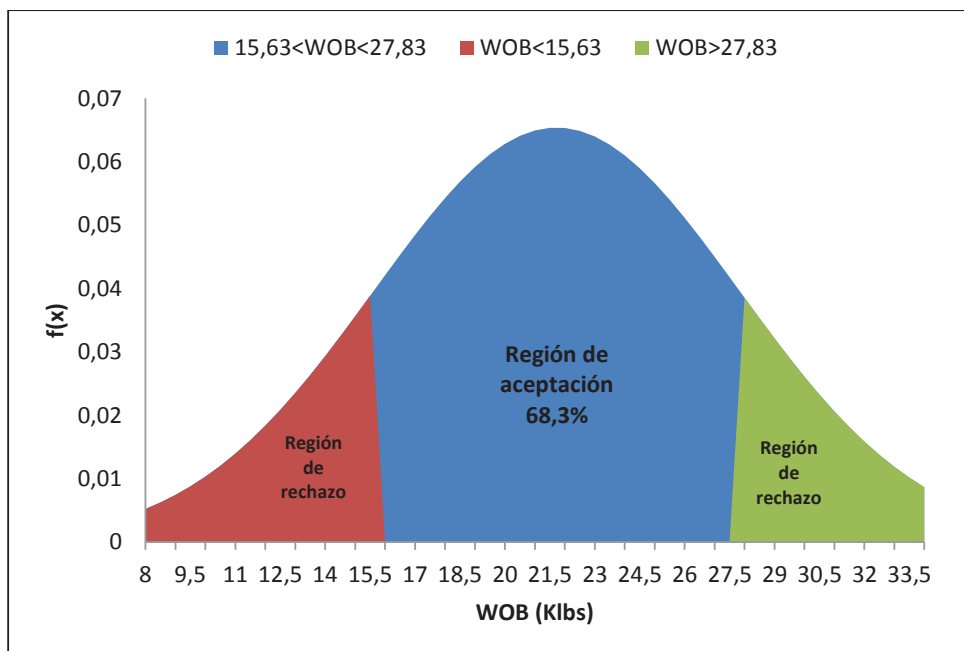
**FIGURA 3. 23. RANGO DE CAUDAL SECCIÓN DE 12 1/4”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

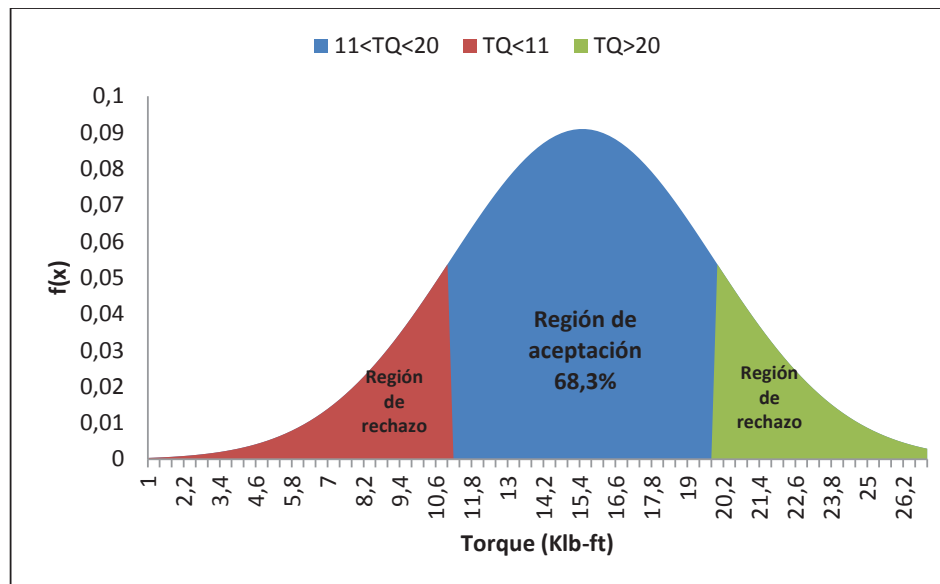
**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 24. RANGO DE WOB SECCIÓN DE 12 1/4”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 25. RANGO DE TORQUE SECCIÓN DE 12 1/4”**

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

La perforación de la sección de 12 1/4” se hace con un rango de rata de penetración que va de 28,50 ft/h a 56,39 ft/h como se indica en la Figura 3.20, las revoluciones aplicadas están en un rango de 51,79 rpm a 99,12 rpm señalados en la Figura 3.21, la presión varía de 3299,77 psi a 3969,59 psi como se observa en la Figura 3.22.

El caudal de trabajo para esta sección está comprendido entre 752,17gpm y 927,83 gpm (Figura 3.23), con un peso sobre la broca que va de 15 – 27 Klbs (Figura 3.24) y un rango de torque que se encuentra entre 11 a 20 Klbs-ft (Figura 3.25).

Comparando la sección de 12 1/4” con la sección de 16” se observa que el peso sobre la broca aumenta en la sección de 12 1/4” pero las revoluciones por minuto se reducen esto debido posiblemente a que al llegar al Conglomerado de Tiyuyacu se tiene arcillas arenosas de corte irregular y conglomerados de tipo cuarzoso asociado con chert los cuales presentan altos espesores y alta compresibilidad lo que produce mayor resistencia a la perforación de esta sección.



CONTINUACIÓN TABLA 3.6. SUMARIO DE BROCAS UTILIZADAS EN LA SECCIÓN DE 8 1/2”

Pozo	Tipo		Boquillas	Formación perforada	ROP (ft/h)	RPM		WOB (Klbs)		Torque (Klb-ft)		Caudal (gpm)	Presión (psi)
	PDC	FXE65											
OSO G-87	Intervalo perforado		3X11+3X12	HOLLIN-SUP	71,67	100	120	10	20	13	25	380	1543
	Intervalo perforado			HOLLIN-SUP									
OSO G-100	Intervalo perforado		6x13	NAPO/HOLLIN	83,68	50	50	5	35	23	29	400	1700
	Intervalo perforado			NAPO/HOLLIN									
OSO H-111	Intervalo perforado		6x12	NAPO	70	80	100	15	20	16	18	400	2400
	Intervalo perforado		6x12	HOLLIN/PRE-CRET	63	50	50	9	17	20	21	420	1800
OSO H-112	Intervalo perforado		6x12	NAPO/PRE-CRET									
	Intervalo perforado			HOLLIN	18,96	35	90	6	18	20	28	450	2038
Intervalo perforado				HOLLIN									

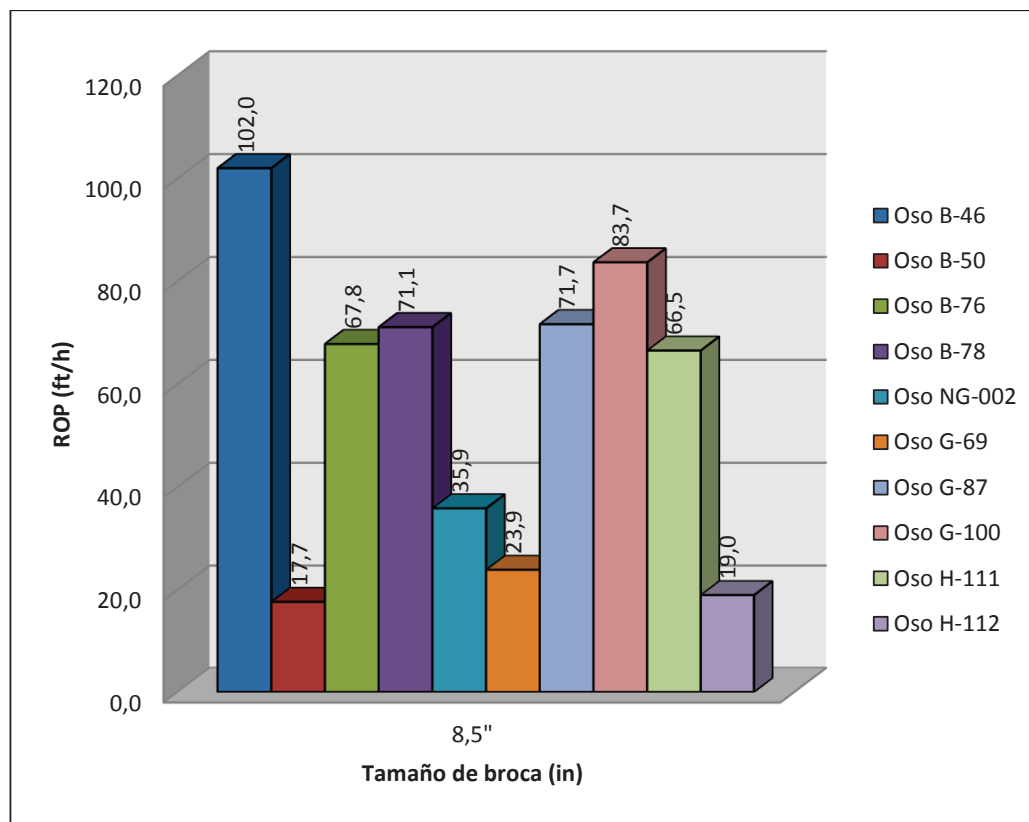
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

La broca más utilizada en la sección de 8 ½" es la de tipo PDC, adecuada para atravesar la formación Napo constituida por intercalaciones de arenisca y calizas y la formación Hollín compuesta principalmente por arenisca con intercalaciones de lutita.

La tubería de revestimiento se asentó con mayor frecuencia en la formación Hollín teniendo claro que esto depende de las condiciones y del diseño del pozo.

**FIGURA 3. 26. COMPARACIÓN DE ROP POR TAMAÑO DE BROCA SECCIÓN DE 8 1/2"**

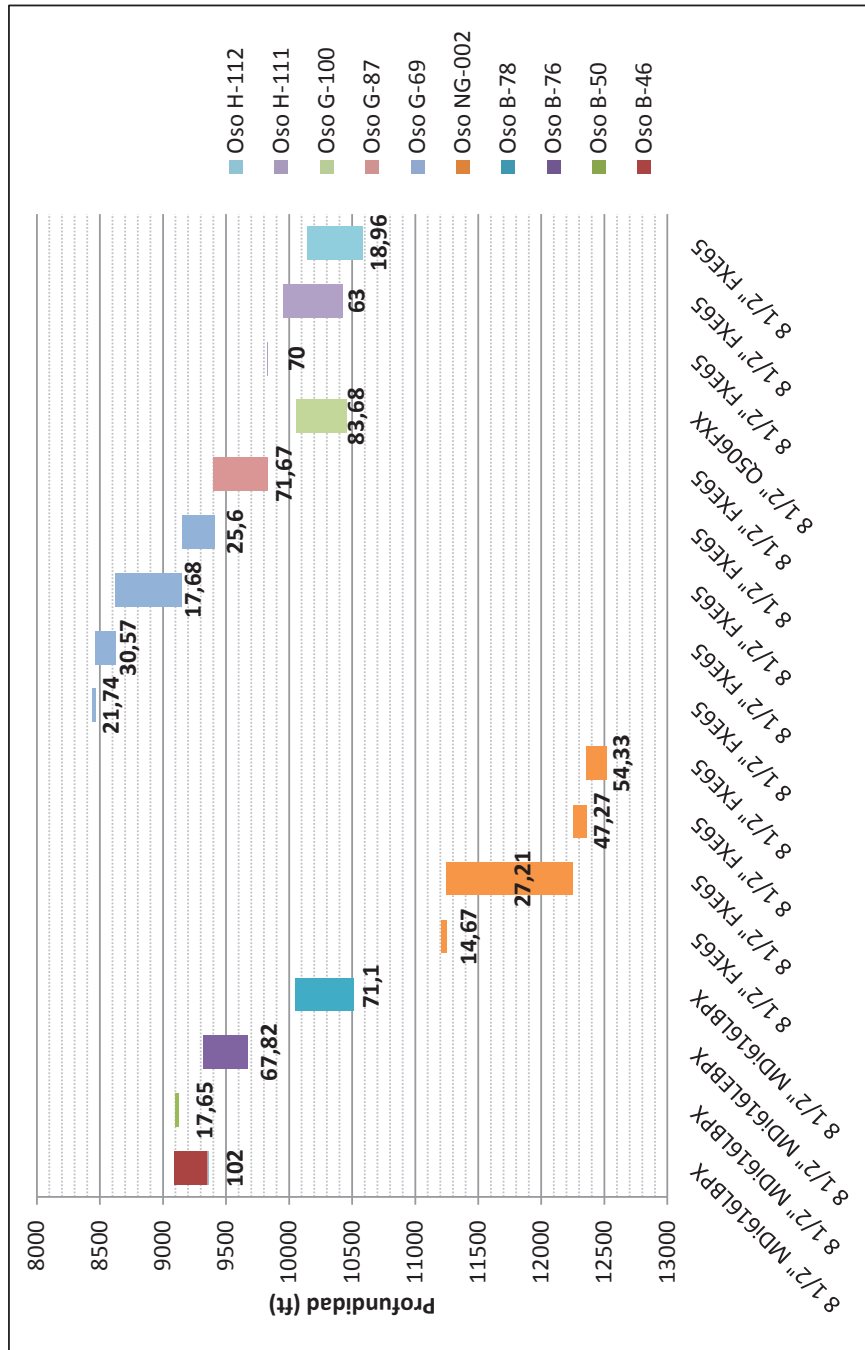


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

Con base en la Figura 3.26, el pozo OSO B-46 alcanzó la mejor rata de penetración con un promedio de 102 ft/h seguido del pozo OSO G-100 con un ROP promedio de 83,7 ft/h.

**FIGURA 3. 27. ANÁLISIS MÚLTIPLE DE ROP VS. INTERVALO PERFORADO PARA BROCAS UTILIZADAS EN SECCIÓN DE 8 1/2”**



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

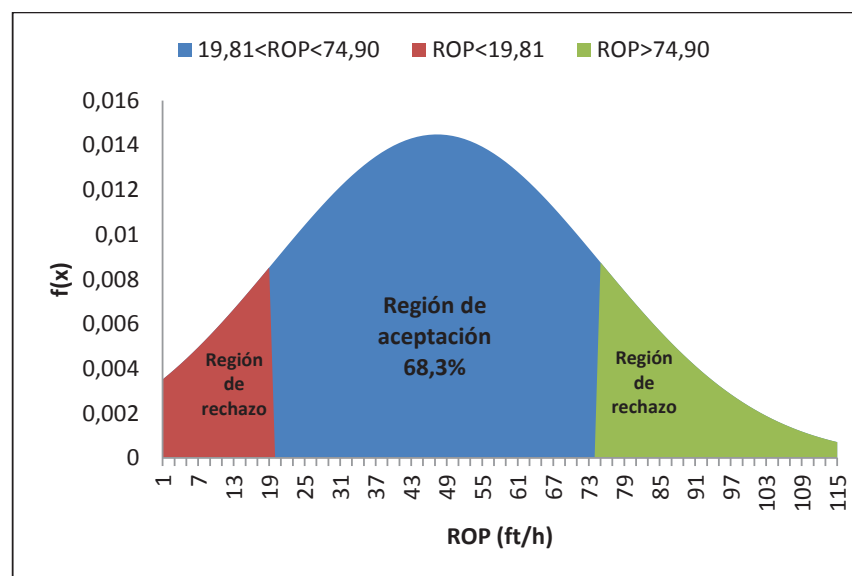
El mejor rendimiento para la perforación de esta sección se obtiene al utilizar un solo arreglo de brocas ya que en su mayoría los intervalos perforados son de menos de 1000 ft.

La broca utilizada con mayor frecuencia es la FXE65 con la cual se obtuvo excelentes resultados, ya que manteniendo los parámetros adecuados permite obtener un rápido avance sin causar un mayor desgaste en la broca.

Es necesario tener en cuenta que en esta sección existe riesgo de empaquetamiento por los derrumbes de las lutitas en las formaciones de Napo y Hollín que contribuyen a la formación de camas de recortes, por lo que es necesario aplicar parámetros adecuados que ayuden a una eficiente limpieza del hoyo.

Mediante las Figuras 3.28 a la 3.33 se procederán a analizar la ROP, RPM, presión, caudal, WOB y torque utilizados para la perforación de cada pozo seleccionado en la sección de 8 1/2", que nos permitirá definir un rango de operación adecuado para cada uno de ellos.

**FIGURA 3. 28. RANGO DE ROP SECCIÓN DE 8 1/2"**

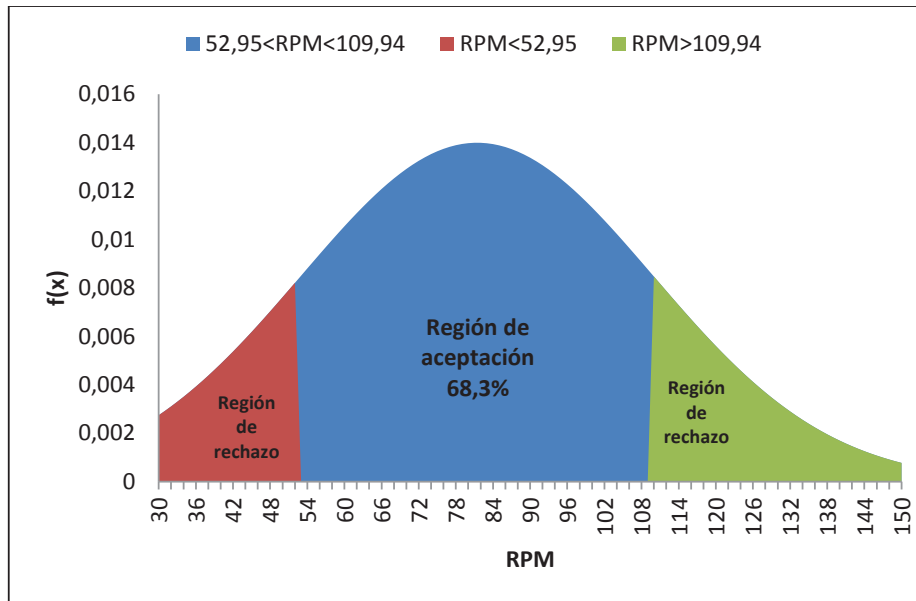


**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón



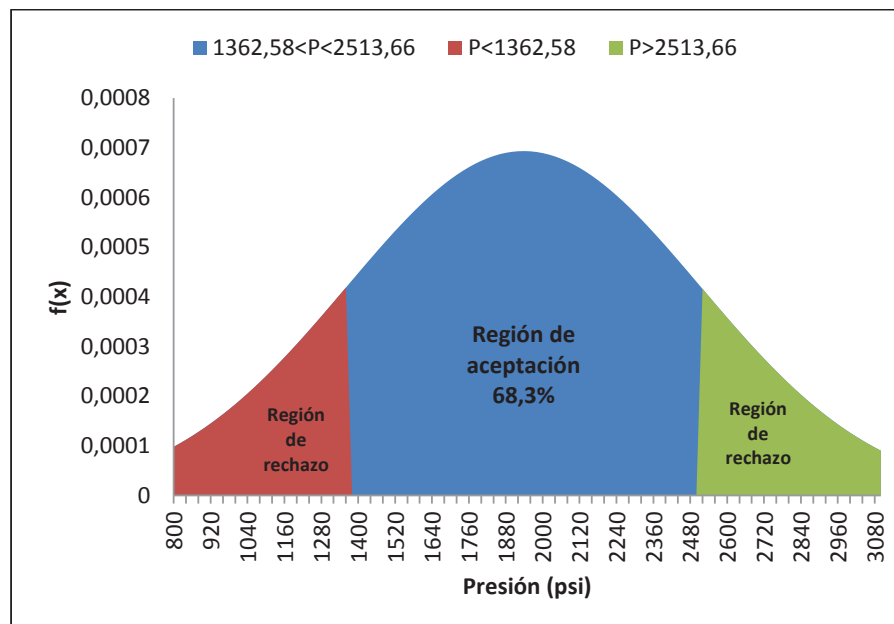
**FIGURA 3. 29. RANGO DE RPM SECCIÓN DE 8 1/2”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

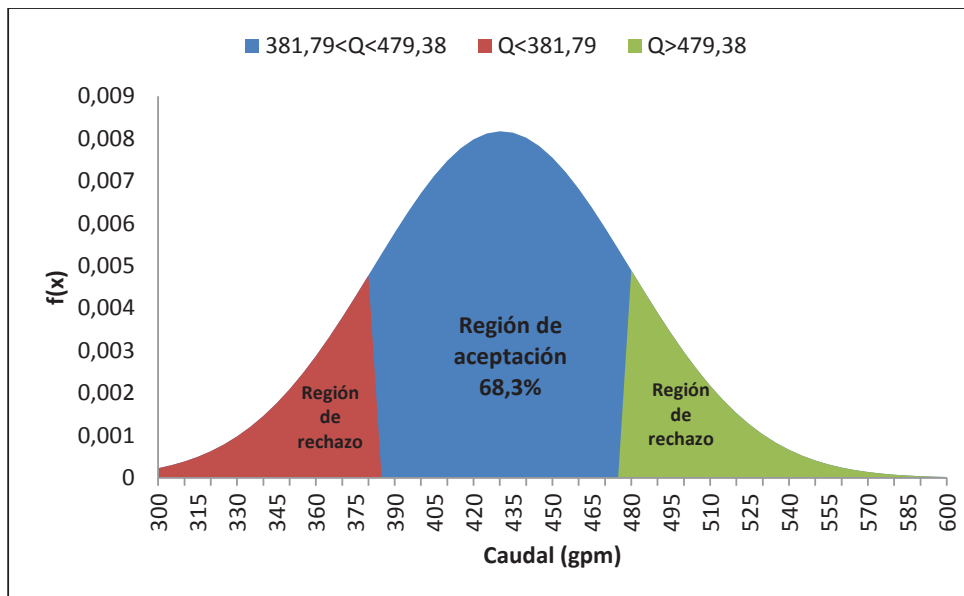
**FIGURA 3. 30. RANGO DE PRESIÓN SECCIÓN DE 8 1/2”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

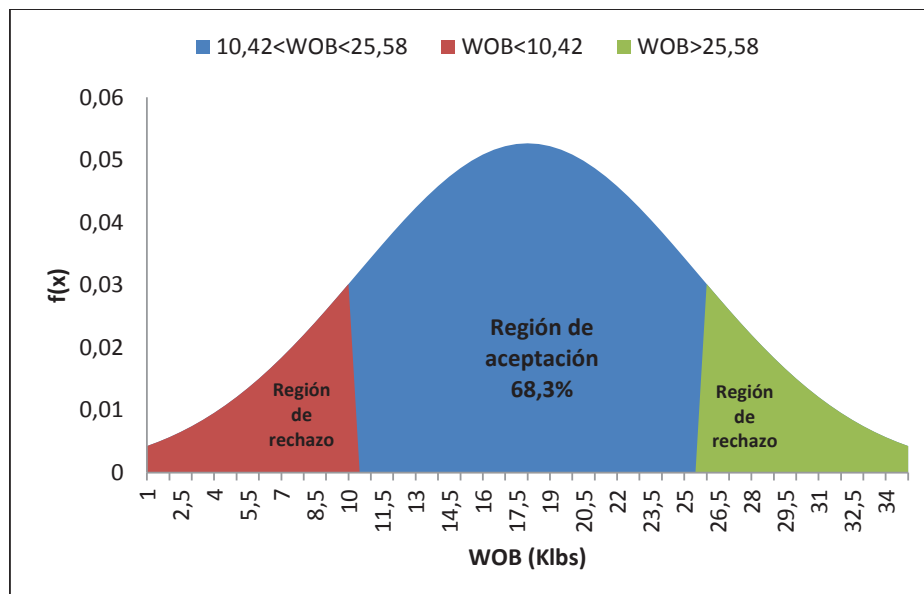
**FIGURA 3. 31. RANGO DE CAUDAL SECCIÓN DE 8 1/2”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

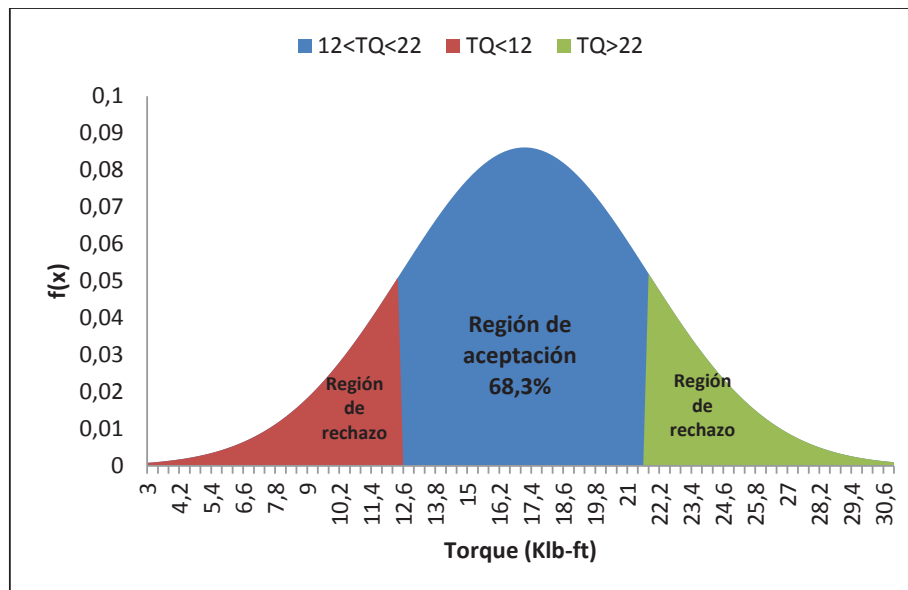
**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 32. RANGO DE WOB SECCIÓN DE 8 1/2”**



**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**FIGURA 3. 33. RANGO DE TORQUE SECCIÓN DE 8 1/2”**

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

La sección de 8 1/2” se perfora con parámetros operacionales que se encuentran en un rango de rata de penetración que va de 19,81 ft/h a 74,90 ft/h (Figura 3.28), con velocidades de perforación dentro de un rango de 52,95 a 109,94 rpm (Figura 3.29).

La presión de operación varía de 1362,58 a 2513,66 psi (Figura 3.30), mientras que el caudal de trabajo va de 381,79 gpm a 479,38 gpm (Figura 3.31).

El peso sobre la broca para esta sección se encuentra en un rango que va de 10,42 a 25,58 Klbs (Figura 3.32) y un valor de torque entre 12 a 22 Klbs-ft (Figura 3.33).

Valores mayores a 25 Klbs-ft son considerados como elevados y pueden reflejar problemas en la perforación.

Esta sección también debe ser perforada con parámetros controlados con la finalidad de no afectar las formaciones productoras y para no dañar las brocas al encontrar formaciones altamente abrasivas.

### 3.2.4. RESUMEN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN CADA SECCIÓN.

Para la recopilación de la información referente a fluidos de perforación se recurrió a los reportes finales presentados por las compañías a carga de estas actividades.

A continuación se muestra de manera tabulada un resumen de los productos relevantes utilizados en las diferentes secciones de los pozos seleccionados, con sus respectivos nombres comerciales.

**TABLA 3. 7. LISTAS DE PRODUCTOS RELEVANTES UTILIZADOS CON SUS RESPECTIVOS NOMBRES COMERCIALES**

VISCOSIFICADORES			ESTABILIZADOR/INHIBIDOR
BENTONITA	GOMA XÁNTICA	PAC CELULOSA POLIANIÓNICA	AMINAS
NATURAL GEL	FLO-VIS	DRISPAC	CLAYTROL
MILGEL	BARAZAN D PLUS	MIL-PAC	EMI 933
AQUAGEL	KELZAN XCD POLYMER	PAC R	MAX DRILL
M-I GEL	DUOTEC	PAC LV	CLAYSEAL

REDUCTORES DE FILTRADO	DENSIFICADORES	INHIBIDORES
LIGNITO	ALMIDÓN PREGELATINIZADO	BARITA
LIGCO	STARDRILL	BAROID
LIGCON	FILTER-CHECK	MIL.BAR
CARBOOX	UNITROL	M-I BAR
TANNATHIN	BIOLOSE	

ADITIVOS DE ALCALINIDAD	SUSPENSIÓN DE SÓLIDOS	ENCAPSULADOR
SODA CAÚSTICA	DUO-VIS	POLYPLUS RD
POTASA CAÚSTICA	SUPER SWEEP	CLAY GRABBER
SODA ASH		
PIROFOSFATO ÁCIDO DE SODIO(SAPP)		

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

En las Tablas 3.8 a 3.10 se indica la incidencia de los productos utilizados en cada sección perforada así como la función que desempeña cada producto en el fluido de perforación.

**TABLA 3. 8. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN DE 16”**

PRODUCTOS RELEVANTES		OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
<b>BENTONITA</b>	Viscosificante	x	x	x	x	x	x	x	x		x
<b>GOMA XÁNTICA</b>	Viscosificante	x					x				x
<b>BARITA</b>	Densificante	x	x	x	x	x	x	x			
<b>DUO-VIS/SUPER SWEEP</b>	Suspensión de sólidos	x	x	x	x	x	x	x			
<b>GELEX</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas	x	x	x	x			x			
<b>SACK BLACK</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas					x					
<b>BAROTROL PLUS</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas									x	x
<b>NITRATO DE CALCIO</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas								x		
<b>SAPP</b>	Control de filtrado	x	x	x	x	x	x	x		x	x
<b>CARBONOX</b>	Control de filtrado									x	x
<b>WALNUT</b>	Control pérdida de circulación								x		
<b>KWIK SEAL</b>	Control pérdida de circulación									x	x
<b>BAROFIBRE</b>	Control pérdida de circulación									x	
<b>THINSMART</b>	Adelgazante/Dispersante	x	x	x		x	x	x			
<b>DESCO CF</b>	Adelgazante/Dispersante	x			x	x	x				
<b>TACKLE DRY</b>	Adelgazante/Dispersante				x			x			
<b>THERMATHIN</b>	Adelgazante/Dispersante									x	x
<b>BARATHIN PLUS</b>	Adelgazante/Dispersante									x	x
<b>PA-10/AKTAFLO-S</b>	Surfactante	x	x	x	x	x	x	x		x	x
<b>DRILZONE</b>	Surfactante	x									
<b>BAROLUBE</b>	Lubricante					x		x			x
<b>DEFOAM X</b>	Antiespumante			x	x						
<b>CARBONATO DE CALCIO</b>	Agente de puenteo					x					x

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

El fluido de perforación utilizado en la sección de 16” es el Nativo Semi Disperso que tiene como compuestos base a:



**CONTINUACIÓN TABLA 3.9. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN  
PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4"**

PRODUCTOS RELEVANTES		OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
SOLTEX	Estabilizador de lutitas								x		
POLYPAC UL	Control de filtrado	x	x	x	x	x	x	x		x	x
UNITROL	Control de filtrado	x					x				
CARBONATO DE CALCIO	Control de filtrado	x	x	x	x	x	x	x		x	x
POLYPAC R	Control de filtrado	x	x								
CARBONOX	Control de filtrado									x	x
FILTERCHEK	Control de filtrado									x	x
BAROFIBRE	Control pérdida de circulación									x	x
MIX II MEDIUM	Agente de puenteo			x	x	x	x	x			
BAROTROL	Agente de puenteo									x	x
STEEL SEAL 50/100	Agente de puenteo									x	x
LUBE 945	Lubricante		x	x	x	x	x		x	x	x
LUBE 167	Lubricante			x	x	x	x	x	x	x	x
SODA CÁUSTICA	Control PH	x		x				x			x
POTASA CAUSTICA	Regulador de alcalinidad				x						
PA-10	Surfactante	x	x	x	x		x	x			
DRILZONE	Surfactante					x	x				
AKTAFLO-S	Surfactante									x	
SAPP	Adelgazante/Dispersante				x						
THINSMART	Adelgazante/Dispersante			x				x		x	
BARATHIN	Adelgazante/Dispersante										x
POLYPLUS RD/CLAY GRABBER	Encapsulador	x	x	x	x	x	x	x		x	x
MYACIDE	Bactericida	x	x	x	x					x	x
CARBONATO 40-100-200 MESH	Sellante									x	x

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

El lodo de perforación utilizado en la sección de 12 1/4" es el fluido KLA-STOP que tiene como compuestos base a:

- GOMA XÁNTICA como agentes viscosificantes.
- BARITA como agente densificante.

- DUO-VIS para suspensión de sólidos.
- POLYPAC UL y CARBONATO DE CALCIO como controladores de filtrado.
- THINSMART como agente adelgazante y dispersante (control de viscosidad).
- PA-10 como agentes surfactantes.
- AMINAS como inhibidor de lutitas.
- SACK BLACK y BLACK FURY como inhibidor y estabilizador de lutitas.
- MIX II MEDIUM como agente de puenteo.
- LUBE 945 y LUBE 167 como lubricantes.
- SODA CÁUSTICA para el control del pH
- POLYPLUS RD como encapsulador de lutitas.
- MYACIDE como agente bactericida.

Para la sección de 12 ¼" es indispensable la adición periódica de SACK BLACK al sistema durante la perforación de la formación Orteguzza y Napo para mantener estables las lutitas que se encuentran en dicha formación, del mismo modo en esta sección se logra un adecuado sello y estabilización de las paredes del hoyo mediante la adición de CARBONATO 40-100-200 MESH.

Al perforara la formaciones Basal Tena y Napo se debe mantener un tratamiento similar con CARBONATO DE CALCIO Y SACK BLACK a fin de minimizar la posibilidad de pega por presión diferencial

El fluido de perforación utilizado en la sección de 8 ½" es el fluido KLA-STOP que tiene como compuestos base a:

- GOMA XÁNTICA como agentes viscosificantes.
- DUO-VIS para suspensión de sólidos.
- POLYPAC UL, CARBONATO DE CALCIO y PAC-R como controladores de filtrado.
- AMINAS como inhibidor de lutitas.
- MIX II MEDIUM como agente de puenteo.
- LUBE 945 y LUBE 167 como lubricantes.
- SODA CÁUSTICA para el control del pH



- POLYPLUS RD como encapsulador de lutitas.
- MYACIDE como agente bactericida

El principal problema al perforar esta sección es el empaquetamiento debido a la hidratación de las lutitas que producen derrumbes por lo que es necesaria la adición de agentes inhibidores de lutitas.

**TABLA 3. 10. PRODUCTOS USADOS EN LA PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2”**

PRODUCTOS RELEVANTES		OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
<b>GOMA XÁNTICA</b>	Viscosificante	x							x	x	x
<b>BARITA</b>	Densificante					x	x				
<b>DUO-VIS</b>	Suspensión de sólidos		x	x	x	x	x	x			
<b>KLASTOP</b>	Inhibidor			x	x						
<b>KLA-CURE</b>	Inhibidor			x	x			x			
<b>AMINAS</b>	Inhibidor	x	x						x		
<b>SACK BLACK</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas					x	x				
<b>GLYMAX</b>	Inhibidor/Estabilizador de lutitas								x		
<b>BLACK FURY</b>	Estabilizador de lutitas			x	x	x	x				
<b>PAC-R</b>	Control de filtrado	x	x	x	x	x	x	x		x	x
<b>POLYPAC UL</b>	Control de filtrado		x	x	x	x	x	x			
<b>UNITROL</b>	Control de filtrado		x	x	x			x			
<b>DRISPAC</b>	Control de filtrado							x			
<b>STARDRILL</b>	Control de filtrado								x		
<b>CARBONATO DE CALCIO</b>	Control de filtrado	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>BAROFIBRE</b>	Control pérdida de circulación										x
<b>STEEL SEAL 50</b>	Control pérdida de circulación									x	x
<b>MIX II MEDIUM</b>	Agente de puenteo			x	x	x	x				
<b>LUBE 945</b>	Lubricante				x		x			x	x
<b>LUBE 167</b>	Lubricante					x	x			x	x
<b>SODA CÁUSTICA</b>	Control PH	x		x	x	x	x	x		x	x
<b>POTASA CAUSTICA</b>	Regulador de alcalinidad				x			x			
<b>MYACIDE</b>	Bactericida		x	x	x	x	x	x		x	x
<b>CARBONATO 40-100</b>	Sellante									x	x

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la Tabla 3.11 que se muestra a continuación se presenta las propiedades de los fluidos de perforación recomendados para cada una de las secciones, estos valores fueron tomados de los límites preestablecidos que constan en los reportes finales de lodos.

**TABLA 3. 11. LÍMITES RECOMENDADOS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN CADA SECCIÓN**

Propiedades	Límites recomendados		
	Sección 16"	Sección 12 ¼"	Sección 8 ½"
<b>Peso del lodo (lpg)</b>	9 - 13,2	10,8 - 12,4	9,4 - 9,5
<b>Viscosidad (seg/qt)</b>	30 - 59	45 - 59	40 - 60
<b>pH</b>	6,4 - 8	8,5 - 9,5	8,9 - 9,6
<b>PV (cP)</b>	4 - 23.	15 - 23.	18 - 22.
<b>YP (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	8 - 25.	16 - 25.	26 - 31.

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### 3.2.5. ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA GENERADA

Una vez recopilada la información, se realizará el cálculo de la hidráulica generada a partir de los parámetros operacionales obtenidos de los reportes de hidráulica mostrados en el Anexo 3, entre los cálculos realizados se obtendrá: la velocidad de fluido en los jets, el caballaje de fuerza hidráulico en la broca, caballaje hidráulico por pulgada cuadrada y la fuerza con que el fluido impacta con la formación.

Para la obtención de estos valores, se analizarán las pérdidas de presión en el sistema de circulación (que incluye las pérdidas en el espacio anular y en la tubería de producción) y las pérdidas de presión en la broca.

Para el análisis de la hidráulica, se va a desarrollar un ejemplo de cálculo para la sección de 8 ½ de uno de los pozos seleccionados (Pozo OSO B-46).

En el Anexo 4 se presentan las tablas de los parámetros operacionales para cada una de las secciones de los pozos perforados. De igual manera en el Anexo 5 se presentan los cálculos correspondientes al programa hidráulico obtenidos para cada arreglo de brocas de las tres secciones perforadas.

TABLA 3. 12. PARÁMETROS OPERACIONALES DEL POZO OSO B-46

PARÁMETROS OPERACIONALES											
Diam. del hueco (in)	Tipo	Boquillas			MW (lpg)	VP (cp)	Q mín (gpm)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	Eq. superficie	
										# caso	C
16	TRC	3	x	16	12,8	13,0	480,0	525,0	680,0	3	0,22
		1	x	15							
16	PDC	8	x	12	12,8	17,0	749,1	950,0	3565,0	3	0,22
16	PDC	8	x	12	13,0	18,0	749,1	940,0	3732,0	3	0,22
<b>Sección de 16"</b>											
12 1/4	PDC	7	x	12	10,8	18,0	505,9	880,0	3800,0	3	0,22
12 1/4	PDC	6	x	16	11,0	26,0	505,9	700,0	4000,0	3	0,22
<b>Sección de 12 1/4"</b>											
8 1/2	PDC	6	x	11	9,0	20,0	295,6	450,0	1400,0	3	0,22
<b>Sección de 8 1/2"</b>											

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Ejemplo de cálculo sección de 8 1/2" pozo OSO B-46.

➤ **Pérdidas de presión en el sistema de circulación:**

Pérdidas de presión en superficie:

$$\Delta P_{sf} = C * MW * (Q/100)^{1,86}$$

$$\Delta P_{sf} = 0,22 * 9,0 * (450/100)^{1,86} = 32,48 \text{ psi}$$

Pérdidas de presión a través de la broca:

$$\Delta P_b = \frac{(156,5 * Q^2 * MW)}{(J1^2 + J2^2 + J3^2 + \dots Jn^2)^2}$$

$$\Delta P_b = \frac{(156,5 * 450^2 * 9,0)}{(6 * 11^2)^2} = 541,14 \text{ psi}$$

Pérdidas en el sistema de circulación menos en la broca:

$$\Delta P_{sist} = P_{sf} - \Delta P_b$$

$$\Delta P_{sist} = 1400 - 541,14 = 858,86 \text{ psi}$$

➤ **Parámetros hidráulicos de la broca:**

Velocidad de los jets:

$$V_{jets} = \frac{418,3 * Q}{\sum Jn^2}$$

$$V_{jets} = \frac{418,3 * 450}{6 * (11)^2} = 259,28 \text{ ft/s}$$

Área total de flujo:

$$TFA = 0,32 * \frac{Q}{V_{jets}}$$

$$TFA = 0,32 * \frac{450}{259,28} = 0,56 \text{ in}^2$$

Caballaje de fuerza hidráulica en la broca:

$$HHPb = \frac{Q * \Delta P_b}{1714}$$

$$HHPb = \frac{450 * 541,14}{1714} = 142,07 \text{ hp}$$

HSI generado:

$$HSI = \frac{HHPb * 1,27}{(Db)^2}$$

$$HSI = \frac{142,07 * 1,27}{(8,5)^2} = 2,50 \text{ hp/in}^2$$

Fuerza de impacto:

$$F.I = \frac{V_{jets} * Q * MW}{1930}$$

$$F.I = \frac{259,28 * 450 * 9,0}{1930} = 544,08 \text{ lbf}$$

**TABLA 3. 13.RESULTADOS DE LA HIDRÁULICA GENERADA CAMPO OSO B-46**

HIDRÁULICA GENERADA									
Diam. del hueco (in)	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)	ROP (ft/h)
	$\Delta P_{sf}$	$\Delta P_b$	$\Delta P_{sist}$						
16	61,54	559,94	120,06	221,16	0,76	171,51	0,85	770,03	36,08
16	185,44	1362,28	2202,72	344,95	0,88	755,06	3,75	2173,38	161,06
16	184,66	1354,59	2377,41	341,32	0,88	742,89	3,69	2161,11	109,94
<b>Sección de 16"</b>									
12 1/4	135,70	202,24	3597,76	365,18	0,77	103,83	0,88	1798,29	71,22
12 1/4	90,30	357,54	3642,46	190,63	1,18	146,02	1,24	760,55	34,73
<b>Sección de 12 1/4"</b>									
8 1/2	32,48	541,14	858,86	259,28	0,56	142,07	2,50	544,08	102,00
<b>Sección de 8 1/2"</b>									

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la tabla 3.13, el parámetro más relevante a considerar es el HSI (índice de limpieza) puesto que es el valor que refleja el adecuado desempeño de la hidráulica y servirá para el posterior análisis y optimización de la misma.

### **3.3. ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

Durante la perforación existen problemas muchos de los cuales al ser reincidentes permiten tener un control previo en especial aquellos relacionados con la litología como son las fracturas en la sección superficial, los derrumbes que posteriormente producen empaquetamiento en los diferentes estratos de las secciones intermedia y de producción.

En la Tabla 3.14 se muestra una recopilación de los diferentes problemas presentados en la perforación de los 10 pozos seleccionados del Campo Oso, esta información se obtuvo a partir de los reportes de brocas y de los informes presentados como lecciones aprendidas por parte del personal a cargo de las operaciones de perforación.

**TABLA 3. 14. PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DE INTERÉS**

POZO	SECCIÓN 16"	SECCIÓN 12 1/4"	SECCIÓN 8 1/2"
<b>OSO B-46</b>	Caídas de ROP en niveles arcillosos	Incremento brusco de presión	Ninguno
<b>OSO B-50</b>	Ninguno	Ninguno	Ninguno
<b>OSO B-76</b>	Ninguno	Ninguno	Ninguno
<b>OSO B-78</b>	Taponamiento por gumbo	Ninguno	Ninguno
<b>OSO NG-002</b>	Caída de presión	Pega de tubería Empaquetamiento	Incremento de WOB y bajo ROP Pega de tubería
<b>OSO G-69</b>	Ninguno	Ninguno	Empaquetamiento Vibración de la sarta
<b>OSO G-87</b>	Ninguno	Empaquetamiento Vibración de la sarta	Ninguno
<b>OSO G-100</b>	Ninguno	Empaquetamiento	Ninguno
<b>OSO H-111</b>	Vibración de la tubería Presencia de gumbo Empaquetamiento Colgamiento de la sarta Formaciones duras	Ninguno	Ninguno
<b>OSO H-112</b>	Presencia de gumbo	Presencia de Toba Colgamiento de la sarta Alto torque	Ninguno

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

A continuación se procederá a realizar un análisis de los problemas presentados con la finalidad de tener claros los motivos que ocasionaron estos inconvenientes, así como la solución que se dio a los mismos.

Para este análisis se tomó en cuenta las recomendaciones y comentarios que las compañías encargadas de las operaciones de perforación realizaron.

Para un mejor estudio se agrupó los problemas suscitados por secciones con el propósito de tener una idea de las profundidades a las cuales se debe tomar

medidas para atenuarlos y de esta manera reducir los tiempos empleados en la perforación.

**TABLA 3. 15. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 16”**

Pozo	Problemas	Procedimiento realizado	Resultado
OSO B-46	Caída de ROP en niveles arcillosos (primer tramo de la perforación)	Se aumentó el galonaje en 50 galones	Éxito Relativo
OSO B-78	Taponamiento por Gumbo (2980ft-4033ft)/(4095ft-4777ft)	Controló la ROP no superior a 120 (ft/h) /Accionó jet superior hasta destapar/Realizó 3 repasos cada parada	Satisfactorio
OSO NG-002	Caída de presión alrededor de 1000 psi	Se revisó equipo en superficie encontrando válvula en manifold con falla la cual fue sustituida	Satisfactorio
OSO H-111	Vibración en la sarta de perforación en sectores de formación dura	Se incrementa el peso sobre la broca hasta 20 Klb	Satisfactorio
	Taponamiento por Gumbo	Se controla ROP no superior a 120 (ft/h)	Satisfactorio
	Empaquetamiento	Circuló hasta zarandas limpias	Satisfactorio
	Colgamiento de la sarta debido a hueco apretado en formaciones arcillosas	Se incrementó el peso sobre la broca	Satisfactorio
	Formaciones duras intercalaciones de arenisca, limolita y arcillolita	Se varió parámetros hidráulicos/ se perforó con velocidad máxima de 80 rpm/ Se bombeó píldora dispersa en cada tubo	Sin éxito
OSO H-112	Taponamiento por Gumbo de consistencia dura	Se realizo trabajo de oxicorte para proceder con la limpieza requerida y se circuló para acarrear a superficie los recortes acumulados	Satisfactorio

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**TABLA 3. 16. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4”**

Pozo	Problemas	Procedimiento realizado	Resultado
OSO B-46	Incremento brusco de presión de 3950 psi a 4200 psi ocasionado por gomas que taparon las boquillas de la broca	Se redujo el caudal desde 800 gpm hasta 700 gpm reduciendo la presión a 3500 psi	Satisfactorio
OSO NG-002	Pega de tubería sin circulación y rotación	Recupera circulación colocando poco galonaje y rotación, martillando	Satisfactorio
	Empaquetamiento	Se realizó un viaje de calibración del hoyo y se bombeó tren de píldoras	Satisfactorio

**CONTINUACIÓN TABLA 3.16. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4".**

Pozo	Problemas	Procedimiento realizado	Resultado
OSO G-87	Empaquetamiento	Se mejoró condiciones de limpieza	Satisfactorio
	Vibración de la sarta al entrar en calizas o lutitas	Se perfora con un peso máximo sobre la broca de 20 klb. Se incrementa la lubricidad del sistema de 1 a 2%	Satisfactorio
OSO G-100	Empaquetamiento	Se trabajó la sarta, se circula con 800 gpm, 60 rpm.	Satisfactorio
OSO H-112	Problemas en la perforación por presencia de toba y caliza	Se incrementa el WOB y se mantiene RPM de 40	Satisfactorio
	Colgamiento de la sarta	Se decide aumentar la lubricidad en el sistema al 2%	Satisfactorio
	Alto torque	Se reduce el peso sobre la broca	Satisfactorio

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**TABLA 3. 17. PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA SECCIÓN DE 8 1/2"**

Pozo	Problemas	Procedimiento realizado	Resultado
OSO NG-002	Se incrementa el peso y se reducen la ROP	Se incrementa a 120 rpm, y se sube el galonaje. Se aplicó hasta 42 klb de WOB puesto que más del 50% del mismo se perdió en la sarta	Poco satisfactorio
	Pega de tubería por sarta estática	Se trabajó la sarta tensionando/Se bombeó píldora con lubricante/Tensionó hasta 520 klb. Y torqueó la sarta con 31 klb	Satisfactorio
OSO G-69	Empaquetamiento	Se circula hasta limpiar el pozo	Satisfactorio
	Vibración de la sarta	Se cambia los parámetros/Se detiene la rotaria y se retoma la perforación	Satisfactorio

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

La mejor solución para contrarrestar los problemas que se presentan durante la perforación de las tres secciones es controlar los parámetros operacionales previo al ingreso de formaciones problemáticas que son Orteguaza, los tres conglomerados de Tiyuyacu y Napo. El problema que se presenta con mayor frecuencia es el relacionado con la presencia de gumbo que ocasiona taponamiento en el equipo de superficie, sin embargo este problema no produce mayores pérdidas en los tiempos de perforación.



## **CAPÍTULO IV**

### **ALTERNATIVAS PARA DESARROLLAR UNA HIDRÁULICA ÓPTIMA.**

Para desarrollar las alternativas de optimización de la hidráulica, será necesario tomar en cuenta los rangos de los parámetros operacionales obtenidos en el capítulo 3, a partir de los cuales se procederá a realizar el análisis y optimización de los pozos que se encuentran fuera de dichos rangos de operación o que presenten valores de HSI fuera de lo recomendado.

#### **4.1. PASOS A SEGUIR PARA EL MEJORAMIENTO DE LA HIDRÁULICA**

Para realizar el proceso de optimización, es necesario en primera instancia definir cuáles de los parámetros operacionales influyen directamente sobre la hidráulica obtenida en cada uno de los pozos estudiados.

A partir de esto puede seguir el siguiente procedimiento:

- Establecer cuáles van a ser los primeros parámetros sujetos a variación, en nuestro caso, sería el caudal, ya que incide directamente sobre la caída de presión en la broca, sobre la velocidad de los jets y la potencia hidráulica por pulgada cuadrada (HSI) lo que afecta directamente la limpieza del hoyo.
- También se pueden realizar variaciones a la densidad y a las propiedades del fluido con la finalidad de optimizar pérdidas de presión así como también mejorar la limpieza y suspensión.
- Como último aspecto, se puede variar la tasa de penetración con el fin de observar la posibilidad de recomendar un aumento de la misma sin sacrificar la estabilidad del hoyo y la limpieza del mismo.
- Finalmente para corroborar la optimización de la hidráulica se debe realizar un análisis de los tiempos de perforación.

## 4.2. RANGO DE PARÁMETROS OPERACIONALES RECOMENDADO PARA LA PERFORACIÓN

A continuación se presenta una tabla con el resultado final de la comparación de los pozos seleccionados, en esta tabla se muestran las condiciones más utilizadas y que de acuerdo al análisis son las apropiadas para perforar cada sección. Los parámetros expuestos a continuación detallan las formaciones donde se asienta con mayor frecuencia la tubería de revestimiento, las características de las brocas utilizadas y los rangos operacionales de ROP, RPM, presión, WOB, caudal y las propiedades del fluido de perforación para cada sección perforada, los mismos que podrán ser tomados como referentes en futuras operaciones.

**TABLA 4. 1. PARÁMETROS RECOMENDADOS PARA CADA SECCIÓN**

Parámetros recomendados				
Sección	16"		12 1/4"	8 1/2"
Tipo de broca	TRC	PDC	PDC	PDC
	XT1GCS	SDi519MHPX	FXE56D	FXE65
Asentamiento del casing	Orteguaza +/-5067,4 ft		Napo +/- 7921,8 ft Hollín Sup +/- 8964,1 ft	Hollín +/- 9015,8 ft
Tipo de Lodo	NATIVO SEMI DISPERSO		KLA-STOP	KLA-STOP
ROP (ft/h)	26 - 61	56 - 139	29 - 56	20 - 75
RPM	70 - 106	118 - 237	52 - 99	53 - 110
Presión (psi)	281 - 1592	2791 - 3811	3300 - 3970	1363 - 2514
Caudal (gpm)	431 - 695	868 - 994	752 - 928	382 - 479
WOB (Klbs)	7 - 19.	10 - 26.	16 - 28	10 - 26.
Torque (Klbs)	2 - 5.	5 - 10.	11 -20.	12 - 22.
MW (lpg)	9 - 13,2		10,8 - 12,4	9,4 - 13,3
VP (cp)	4 - 23.		15 - 23.	18 - 22.

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Las brocas indicadas como referente para cada sección, son aquellas que presentaron el mejor desempeño, y que en base a su trabajo, han sido recomendadas por el personal de perforación.

Es importante mencionar que los límites establecidos permiten efectuar una adecuada operación de perforación, y que el trabajar fuera de estos rangos podría afectar la eficiencia en tiempo y limpieza del agujero.

### 4.3. ANÁLISIS DE POZOS CON PARÁMETROS OPERACIONALES FUERA DE RANGO RECOMENDADO

En base al análisis hidráulico efectuado en el capítulo 3, se procederá a analizar los pozos cuyos valores de índice de limpieza (HSI) se encuentren fuera del rango establecido entre 2 y 4 HP/in<sup>2</sup>, ya que este es el parámetro que de mejor manera refleja si se realizó o no una correcta hidráulica además de ser el factor primario para maximizar la tasa de penetración.

A continuación se muestra un ejemplo del procedimiento a seguir para uno de los 10 pozos seleccionados.

**TABLA 4. 2. HIDRÁULICA GENERADA DEL CAMPO OSO B-46 CON VALORES DE HSI FUERA DE RANGO.**

HIDRÁULICA GENERADA									
Diam. del hueco (in)	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)	ROP (ft/h)
	$\Delta P_{sf}$	$\Delta P_b$	$\Delta P_{sist}$						
16	61,54	559,94	120,06	221,16	0,76	171,51	0,85	770,03	36,08
16	185,44	1362,28	2202,72	344,95	0,88	755,06	3,75	2173,38	161,06
16	184,66	1354,59	2377,41	341,32	0,88	742,89	3,69	2161,11	109,94
<b>Sección de 16"</b>									
12 1/4	135,70	202,24	3597,76	365,18	0,77	103,83	0,88	1798,29	71,22
12 1/4	90,30	357,54	3642,46	190,63	1,18	146,02	1,24	760,55	34,73
<b>Sección de 12 1/4"</b>									
8 1/2	32,48	541,14	858,86	259,28	0,56	142,07	2,50	544,08	102,00
<b>Sección de 8 1/2"</b>									

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

La Tabla 4.2 muestra los valores de limpieza para el pozo Oso B-46 que se encuentran fuera del parámetro establecido (pintado de color rosa) y que en primera instancia serían los sujetos a optimizar.

### 4.4. OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA

Para mejorar el índice de limpieza, en primer lugar se procederá a verificar que los parámetros operacionales se encuentren dentro de los rangos establecidos como se muestra en la Tabla 4.1.

En caso de encontrarse fuera de los valores indicados, iniciaremos variando los parámetros de caudal, seguido del peso de lodo y finalmente la presión de trabajo como se muestra en la Tabla 4.3.

Los parámetros se modificaran uno a la vez, en caso de que al variar el primer parámetro no se obtenga el resultado de HSI deseado se procederá a variar el siguiente parámetro hasta obtener los valores optimizados de la hidráulica como se indica en la Tabla 4.4.

Los cálculos presentados corresponden al pozo Oso B-46, el cálculo de optimización para el resto de pozos se muestra en el Anexo 6.

Al analizar la tabla 4.4 se observa que al variar los parámetros en la mayoría de los casos se obtuvo el incremento de HSI a los valores deseados establecidos en 2 y 4 hp/in<sup>2</sup>. Sin embargo cabe resaltar que el valor referente a la primera broca utilizada en la sección de 12 ¼" para el pozo OSO B-46 no llego al mínimo HSI señalado obteniendo un valor de 1,18 hp/in<sup>2</sup>, a pesar de haber llevado los parámetros al valor superior del rango establecido. En este caso, bastara con haber incrementado el valor con base al inicial el cual fue de 0,88 hp/in<sup>2</sup>.

**TABLA 4. 3. PARÁMETROS OPERACIONALES INICIALES VS. OPTIMIZADOS POZO OSO B-46.**

Parámetros operacionales						
Tipo	MW (lpg)		Q trab (gpm)		Presión (psi)	
	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
TRC	12,8	13,0	525,0	695,0	680,0	1400,0
PDC	12,8	12,8	950,0	870,0	3565,0	3565,0
PDC	13,0	13,0	940,0	870,0	3732,0	3732,0
<b>Sección de 16"</b>						
PDC	10,8	12,4	880,0	928,0	3800,0	3800,0
PDC	11,0	11,0	700,0	850,0	4000,0	3500,0
<b>Sección de 12 1/4"</b>						
PDC	9,0	9,4	450,0	420,0	1400,0	1400,0
<b>Sección de 8 1/2"</b>						

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

**TABLA 4. 4. TABLA DE HIDRÁULICA INICIAL VS. OPTIMIZADA POZO OSO B-46**

Hidráulica											
$\Delta$ Pb		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)	
Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
559,94	996,62	221,16	292,77	171,51	404,11	0,85	2,00	770,03	1370,55	36,08	61,00
1362,28	1142,50	344,95	315,90	755,06	579,92	3,75	2,88	2173,38	1822,75	161,06	139,00
1354,59	1160,36	341,32	315,90	742,89	588,98	3,69	2,92	2161,11	1851,23	109,94	139,00
<b>Sección de 16"</b>											
202,24	258,22	365,18	385,10	103,83	139,81	0,88	1,18	1798,29	2296,08	71,22	56,00
357,54	527,18	190,63	231,48	146,02	261,44	1,24	2,21	760,55	1121,42	34,73	56,00
<b>Sección de 12 1/4"</b>											
541,14	492,34	259,28	241,99	142,07	120,64	2,50	2,12	544,08	495,02	102,00	75,00
<b>Sección de 8 1/2"</b>											

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

Una vez realizada la optimización para las tres secciones se generó una tabla con un rango recomendado para la hidráulica de perforación.

**TABLA 4. 5. RANGO RECOMENDADO PARA LA HIDRÁULICA DE CADA SECCIÓN**

HIDRÁULICA RECOMENDADA				
Sección	16"		12 1/4"	8 1/2"
Tipo de broca	TRC	PDC	PDC	PDC
$\Delta$ Psf (psi)	30 - 107	110 - 208	101 - 172	17 - 37
$\Delta$ Pb (psi)	834 - 1007	630- 1209	258 - 889	202 - 492
Vjets (ft/s)	266 - 371	232 - 329	171 - 385	130 - 242
HHPb (hp)	334 - 449	366 - 614	140 - 441	57 - 123
HSI (hp/in <sup>2</sup> )	2 - 4.	2 - 4.	2 - 4.	2 - 4.
F.I (lbf)	1189 - 1371	1524 - 1922	1120 - 2296	431 - 604

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

#### 4.5. ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE PERFORACIÓN

El objetivo final al realizar la optimización hidráulica es mejorar el tiempo de las operaciones de perforación ya que esto a su vez permite disminuir los costos generados por la misma.

A continuación se presenta el análisis del tiempo empleado para la perforación de cada sección y de cada arreglo de brocas, utilizado en el pozo Oso B-46 antes y después de la optimización. El cálculo de tiempos para el resto de pozos seleccionados se presenta en el Anexo 7.

**TABLA 4. 6. TIEMPO INICIAL VS. TIEMPO OPTIMIZADO POZO OSO B-46**

Sección	Tipo	Profundidad (ft)			Inicial		Optimizado	
		IN	OUT	$\Delta$	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
16"	TRC	150	500	350	36,08	9,70	61,00	5,74
	PDC	500	3077	2577	161,06	16,00	139,00	18,54
	PDC	3077	4814	1737	109,94	15,80	139,00	12,50
12 1/4"	PDC	4814	8140	3326	71,22	46,70	56,00	59,39
	PDC	8140	9095	955	34,73	27,50	56,00	17,05
8 1/2"	PDC	9095	9350	255	102,00	2,50	75,00	3,40
Total						118,20		116,62

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la Tabla 4.6, se presenta una comparación entre el tiempo inicial y el tiempo optimizado donde los valores de ROP utilizados para la optimización en algunos casos son menores que los iniciales debido a que se emplearon valores que estén dentro de los rangos obtenidos previamente, donde se observa una reducción en el tiempo total de perforación aunque no se vea reflejado en algunos tiempos parciales de la misma, sin llevar al límite los recursos de superficie.

En la Tabla 4.7, se muestra un análisis del tiempo total empleado para la perforación de los 10 pozos seleccionados.

**TABLA 4. 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

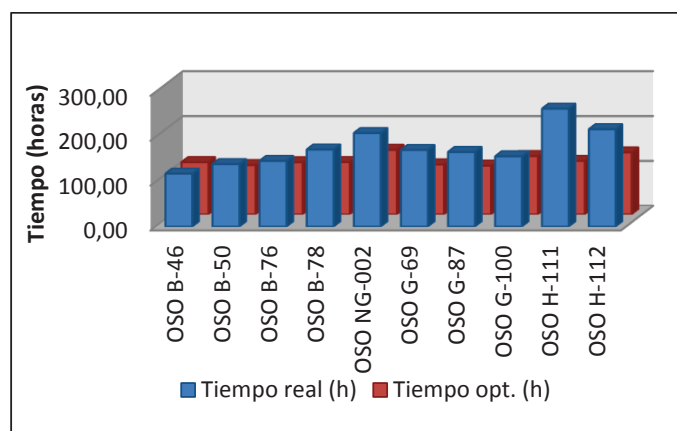
Pozo	OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
Tiempo real (h)	118,2	139,6	146,7	172,0	208,8	171,1	166,6	156,9	263,1	217,4
Tiempo opt. (h)	116,6	110,1	116,4	116,8	144,1	111,5	108,8	130,0	119,2	138,3
Ahorro en tiempo (h)	1,6	29,5	30,3	55,3	64,7	59,6	57,8	26,9	143,9	79,1
% Ahorro	1,3%	21,1%	20,7%	32,1%	31,0%	34,8%	34,7%	17,1%	54,7%	36,4%

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

En la Figura 4.1 se observa los beneficios alcanzados al realizar la optimización hidráulica ya que se evidencia una disminución en los tiempos de perforación.

**FIGURA 4. 1. TIEMPO REAL VS. OPTIMIZADO DE LOS POZOS SELECCIONADOS**



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

#### 4.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente trabajo se ha realizado un análisis de los diferentes parámetros que componen el programa de hidráulica desempeñado en la perforación de los pozos direccionales en el Campo Oso.

La variación litológica es uno de los factores que influye en la selección de los parámetros de perforación, ya que dependiendo del tipo de formación a perforar se tendrá que aumentar, disminuir o controlar los parámetros como caudal, presión, rata de penetración, peso del lodo, etc.

Por lo tanto, luego del análisis estratigráfico y litológico, se elaboró una tabla con las profundidades promedio a las que se encuentran las diferentes formaciones.

Formación	TVD (ft)
Orteguaza	+/-5067,4
Tiyuyacu	+/-5854,9
Tena	+/-6919,4
Basal Tena	+/-7912,3
Napo	+/-7921,8
Caliza M1	+/-7967,2
Caliza M2	+/-8236,0
Caliza A	+/-8394,7
Arena U superior	+/-8555,6
Arena U principal	+/-8588,8
Lutita Napo Media	+/-8617,1
Caliza B	+/-8732,5
Arena T superior	+/-8744,1
Arena T principal	+/-8790,1
Lutita Napo inferior	+/-8858,7
Hollín Superior	+/-8964,1
Hollín Principal	+/-9015,8

A partir del análisis litológico, las brocas utilizadas con mayor frecuencia para la perforación de la sección de 16" fueron la broca Tricónica (TRC) XT1GCS para el primer intervalo y la broca PDC SDi519MHPX hasta finalizar la sección. Para la perforación de la sección de 12 ¼" y 8 ½" se utilizó únicamente brocas PDC tipo FXE56D y FXE65 respectivamente obteniendo resultados muy favorables



Se considera adecuado para la sección superficial asentar la tubería de revestimiento dentro de Orteguzza a una profundidad promedio de +/-5067 ft. Para la sección intermedia, las formaciones recomendadas son Napo a una profundidad de +/- 7921 ft y Hollín superior a +/- 8964 ft de profundidad.

Finalmente la profundidad de asentamiento para la sección de producción, de acuerdo al objetivo trazado por el plan de perforación es dentro de la formación Hollín a +/- 9015 ft.

Se debe tener en cuenta que la tubería de revestimiento o casing se debe ubicar de acuerdo a los requerimientos de cada pozo teniendo en cuenta las profundidades a las que es necesario aislar las zonas vulnerables o de interés.

Del estudio efectuado en los pozos seleccionados se obtuvo rangos operacionales de rata de penetración para la sección de 16" de 26 a 61 ft/h en brocas tricónicas y de 56 a 139 ft/h en brocas PDC, mientras que para las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" los rangos fueron de 29 – 56 ft/h y 20 – 75 ft/h respectivamente, teniendo en cuenta que los valores de ROP pueden ser elevados en formaciones poco consolidadas, por lo que se debe evitar pasar los 120 ft/h para prevenir taponamiento por gumbo (lutita gruesa) en la línea de flujo y embolamiento en la broca.

En cuanto al caudal, el rango de operación para la sección de 16" va de 431 a 695 gpm en brocas tricónicas y de 868 a 994 gpm en brocas PDC, en esta sección es preciso aplicar caudales moderados para evitar fracturar la formación. Los caudales para la sección de 12 1/4" y 8 1/2" va de 752 – 928 gpm y de 382 – 479 gpm respectivamente.

Es necesario tener en cuenta que al llegar al conglomerado de Tiyuyacu se debe controlar los parámetros durante largos intervalos ya que se presentan formaciones duras y altamente abrasivas que en ocasiones pueden requerir altos parámetros de perforación. Se debe controlar parámetros al llegar al Conglomerado Superior, Intermedio e Inferior de Tiyuyacu con Q: 700 gpm, WOB: 10-15Klbs, RPM: 40-60 y ROP: 40-50 ft/h. Para perforar la toba existente en la formación Napo se recomienda incrementar el peso y disminuir las RPM en superficie a fin de evitar problemas con la broca y la limpieza del pozo.

Se utilizó fluido de perforación Nativo Semi Disperso para la perforación de la sección superficial compuesto esencialmente de bentonita y agua, debido a que es un sistema que ofrece una velocidad de penetración alta además de un muy bajo costo.

Se adicionó lubricantes para evitar la pega de tubería, además de Carbonato de calcio como agente puenteante para perforar conglomerados donde existe alto riesgo de encontrarse con este tipo de inconvenientes.

Para la sección de 12 1/4 " y 8 1/2" se utilizó un sistema formulado con KLA-STOP que es un aditivo líquido que actúa como un supresor de la hidratación del lodo intercalado y reduce el espacio entre las plaquetas de arcilla de modo que las moléculas de agua no penetren y causen hinchazón de la lutita.

En la sección intermedia se adicionó periódicamente SACK BLACK al sistema durante la perforación de Orteguzza y Napo para mantener estables las lutitas que se encuentran en dicha formación, del mismo modo se logró un adecuado sello y estabilización de las paredes del hoyo con la adición de Carbonato de Calcio durante la perforación.

Al perforar Basal Tena y Napo se mantuvo similar tratamiento al fluido con Carbonato de Calcio, SACK BLACK y BLACK FURY minimizando la posibilidad de una pega por presión diferencial, durante la perforación de esta sección se adicionó también agentes controladores de filtrado.

Tanto para la sección intermedia como de producción se utilizan lubricantes para mitigar la vibración de la sarta de perforación lo cual ocurre al perforar calizas o lutitas.

En la sección de 8 1/2" se utilizó agentes bactericidas para prolongar la vida útil y mantener las características adecuadas del fluido de perforación el cual se puede ver afectado por bacterias existentes en la formación.

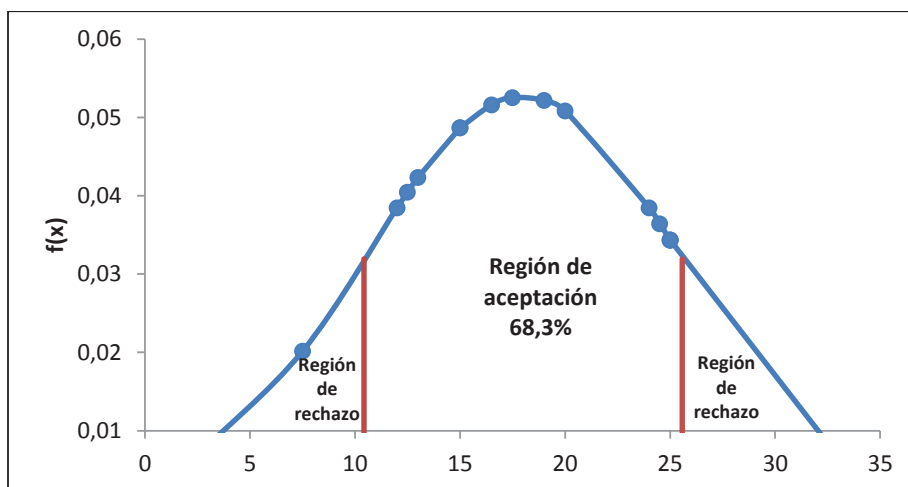
Se debe bombear píldoras de baja reología cada 2 paradas para obtener una eficiente limpieza del hoyo de igual manera, durante la conexión se recomendó bombear estas píldoras hacia los Jets, con el objetivo de mantener limpia la línea de flujo (flow line).

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

- La aplicación de métodos estadísticos permite conocer el comportamiento de un conjunto de datos mediante la representación gráfica de los mismos, por lo tanto sirvió para el análisis y la determinación de los rangos operacionales óptimos de los parámetros hidráulicos de perforación, los mismos que pueden servir de guía para perforaciones futuras en el Campo Oso en pozos direccionales, puesto que los resultados obtenidos reflejan el comportamiento de pozos aledaños perforados en los últimos 3 años.
- La aplicación del método estadístico de Gauss busca detectar el grado de diseminación de los valores individuales alrededor del centro de las observaciones teniendo en cuenta que los valores obtenidos de la muestra no son todos iguales tal y como se muestra en la figura, la misma que es una representación generalizada del método utilizado en el capítulo 3.



- Los parámetros de perforación más eficientes aplicados en la mayoría de los pozos direccionales del Campo Oso se muestran a continuación:

Parámetros recomendados				
Sección	16"		12 1/4"	8 1/2"
Tipo de broca	TRC	PDC	PDC	PDC
	XT1GCS	SDi519MHPX	FXE56D	FXE65
Asentamiento del casing	Orteguaza +/-5067,4 ft		Napo +/- 7921,8 ft Hollín Sup +/- 8964,1 ft	Hollín +/- 9015,8 ft
Tipo de Lodo	NATIVO SEMI DISPERSO		KLA-STOP	KLA-STOP
ROP (ft/h)	26 – 61	56 - 139	29 - 56	20 - 75
RPM	70 – 106	118 - 237	52 - 99	53 - 110
Presión (psi)	281 - 1592	2791 - 3811	3300 - 3970	1363 - 2514
Caudal (gpm)	431 - 695	868 - 994	752 - 928	382 - 479
WOB (Klbs)	7 - 19.	10 - 26.	16 - 28	10 - 26.
Torque (Klbs)	2 - 5.	5 - 10.	11 -20.	12 - 22.
MW (lpg)	9 - 13,2		10,8 - 12,4	9,4 – 13,3
VP (cp)	4 - 23.		15 - 23.	18 - 22.

- El programa hidráulico óptimo para el Campo Oso se encuentra dentro de los rangos establecidos a continuación:

HIDRÁULICA RECOMENDADA				
Sección	16"		12 1/4"	8 1/2"
Tipo de broca	TRC	PDC	PDC	PDC
$\Delta P_{sf}$ (psi)	30 - 107	110 - 208	101 - 172	17 - 37
$\Delta P_b$ (psi)	834 - 1007	630- 1209	258 - 889	202 - 492
Vjets (ft/s)	266 - 371	232 - 329	171 - 385	130 - 242
HHPb (hp)	334 - 449	366 - 614	140 - 441	57 - 123
HSI (hp/in <sup>2</sup> )	2 - 4.	2 - 4.	2 - 4.	2 - 4.
F.I (lbf)	1189 - 1371	1524 - 1922	1120 - 2296	431- 604

- Mediante la aplicación de los parámetros obtenidos, se puede observar una disminución en los tiempos de perforación relacionados directamente con los costos de la misma.

Pozo	OSO B-46	OSO B-50	OSO B-76	OSO B-78	OSO NG-002	OSO G-69	OSO G-87	OSO G-100	OSO H-111	OSO H-112
Tiempo real (h)	118,2	139,6	146,7	172,0	208,8	171,1	166,6	156,9	263,1	217,4
Tiempo opt. (h)	116,6	110,1	116,4	116,8	144,1	111,5	108,8	130,0	119,2	138,3
Ahorro en tiempo (h)	1,6	29,5	30,3	55,3	64,7	59,6	57,8	26,9	143,9	79,1
% Ahorro	1,3%	21,1%	20,7%	32,1%	31,0%	34,8%	34,7%	17,1%	54,7%	36,4%

Con los porcentajes de ahorro corroboramos que el programa de hidráulica propuesto si ofrece el resultado deseado.

- El disponer de información como reportes de brocas, direccionales, lodos e hidráulica, permite tener conocimiento de los problemas suscitados durante la perforación y en base a estos, plantear alternativas que mejoren el resultado obtenido al perforar.
- Durante la perforación de la sección de 16" se tiene frecuentes problemas por la presencia de Gumbo que ocasiona taponamiento de los jets y de la línea de flujo, además de embolamiento en la broca.
- En la sección de 12 1/4", la estimación en las profundidades de los diferentes estratos, permite conocer el momento indicado de iniciar con el control de parámetros de perforación al atravesar los tres Conglomerados presentes en la formación Tiyuyacu, para los cuáles se debe perforar con 700 gpm, 10-15Klbs, 40-60 rpm y una ROP aproximada de 40-50 ft/h.
- Al entrar en formaciones como calizas o lutitas la broca tiende a presentar alta vibración, sobre todo al trabajar con pesos sobre la broca mayores a 25 Klbs.
- El aplicar altas RPM con bajo WOB provoca que los brazos de la broca se desgasten más rápido que el resto de sus elementos.
- En la perforación de pozos direccionales del campo en estudio, se utilizó un fluido base agua y bentonita para la primera sección y un sistema polimérico con KLA-STOP para la sección intermedia y de producción.
- La adición permanente de inhibidores de arcilla al sistema de fluidos de perforación, permite evitar la hidratación y dispersión de las arcillas de las formaciones Tiyuyacu y Tena.
- Las píldoras de baja reología mantienen el sistema disperso y remueven por erosión una mayor cantidad de gumbo en las paredes del hoyo y adherido al BHA.
- El bombeo adecuado de tren de píldoras de baja y alta reología, así como los materiales empleados en las mismas, contribuyen en gran medida a una limpieza eficiente tanto del pozo como de la broca.

- Las píldoras se deben bombear según las condiciones del lodo, píldora de alta reología cuando el sistema está disperso para garantizar limpieza del hoyo y dispersas cuando la reología del lodo sea alta.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda que los rangos obtenidos en el presente trabajo sean considerados en proyectos futuros debido a que con ellos se logra reducir el tiempo de las operaciones de perforación sin llevar al límite a los equipos utilizados.
- Dar un adecuado mantenimiento a las líneas y válvulas de presión para evitar paras en la perforación producidos por fallas en superficie.
- Usar broca tricónica para la sección superficial controlando parámetros de WOB y RPM a fin de evitar posibles facturas de formación al atravesar piedrones superficiales.
- Al atravesar la formación Orteguaza con el uso de una broca PDC se sugiere reducir las RPM para minimizar un desgaste prematuro de los cortadores por presencia de arenisca.
- Controlar parámetros al atravesar la arenisca de grano grueso (gumbo) de la formación Tiyuyacu con el objetivo de precautelar la vida útil de la broca.
- Estar atento del cambio de arena a arcilla en la sección de 16” e intentar mantener la ROP a 120 ft/h durante todo el tiempo aplicando un peso constante a fin de evitar empaquetamiento.
- Para perforar la sección superficial es recomendable iniciar con bajo caudal para evitar fracturar formaciones no consolidadas e incrementar el caudal a medida que aumenta la profundidad.
- Bombear píldoras dispersas cada dos paldas para ayudar a los recortes a ser transportados por el anular liberando la carga de sólidos en el mismo y evitar embolamiento.
- Se recomienda usar la broca Fxe56 para la perforación de la sección intermedia puesto que se obtuvo excelentes resultados en el Campo Oso atravesando tres niveles de conglomerados y siendo capaz de llegar hasta la caliza Napo.

- Para perforar la arcilla de Tena es recomendable utilizar alto galonaje con bombeo constante de píldoras dispersas con la finalidad de evitar embolamiento, mientras que para perforar las lutitas de Napo resulta conveniente reducir el galonaje.
- Al atravesar la zona de interés se debe evitar tener la sarta estática por mucho tiempo ya que se puede tener un problema de pega diferencial.
- Se recomienda realizar mínimo dos repasas luego de perforar cada parada para ayudar a los recortes.
- Mantener un monitoreo continuo de los parámetros a fin de observar cualquier anomalía en la broca y en su comportamiento a tiempo.
- Se debe tener precaución al ingreso de las calizas existentes en la formación Napo manteniendo un WOB bajo y constante entre 15-20 Klb para evitar el prematuro desgaste de los cortadores.
- Para evitar alta vibración de la sarta de perforación en la sección de 12 1/4" se debe utilizar un lodo con lubricidad del 2 al 3%, además de encapsuladores de lutitas para mantener limpia la línea de flujo.
- En la sección de interés en el fluido de perforación utilizado se debe añadir agentes bactericidas para prolongar la vida útil del fluido y conservar sus características.
- Con la finalidad de mantener una limpieza adecuada del hoyo se recomienda un rango de HSI entre 2-4 HP/in<sup>2</sup>.
- Se recomienda la utilización del método estadístico de la campana de Gauss en lugar del cálculo de promedios para establecer los parámetros operacionales óptimos debido a que este último se ve influenciado por la presencia de valores atípicos lo que no sucede con el método de Gauss en el cual estos pueden ser despreciables por encontrarse fuera de la región de aceptación.
- Para trabajos futuros se recomienda investigar métodos estadísticos alternativos que ofrezcan una mayor precisión en los resultados y permitan ampliar la visión de los investigadores.

## GLOSARIO

**Abrasividad:** Es la capacidad de las rocas para desgastar la superficie de contacto de otro cuerpo más duro durante el proceso de rozamiento. Los factores que elevan la capacidad abrasiva de las rocas son: la dureza y el tamaño de los granos.

**Aditivos.-** Un aditivo es una sustancia que se le agrega al lodo para cambiar sus propiedades, en busca de mejorar la perforación, para prevenir o corregir problemas durante la misma o para ofrecer protección a los equipos y herramientas utilizados en la operación.

**Anticlinal:** Un anticlinal es un pliegue de la corteza terrestre que presenta los estratos más antiguos en su núcleo.<sup>1 2</sup> Se forman por los efectos tectónicos de la dinámica terrestre.

**Cabria:** Máquina provista de una polea suspendida de un trípode o de un brazo giratorio, que se utiliza para levantar grandes pesos.

**Caolinita:** Un tipo de mineral de arcilla del grupo del caolín, que se forma a través de la meteorización del feldespato y de los minerales del grupo de las micas. A diferencia de ciertos minerales de arcilla, como la montmorillonita, la caolinita no tiende a contraerse o a dilatarse con los cambios producidos en el contenido de agua.

**Chert:** Es una roca sedimentaria rica en silíce de grano fino que puede contener pequeños fósiles. Tiene gran variedad de color (desde el blanco al negro), pero más a menudo se manifiesta en gris, verde claro, marrón, marrón grisáceo y rojo oxidado, su color es una expresión de las trazas de elementos presentes en la roca, y el rojo y el verde son los que más a menudo se relacionan con trazas de hierro.

**Dispersante:** Proporcionan una distribución fina y uniforme de las partículas sólidas en medios líquidos y posibilitan la estabilidad a largo plazo de estos sistemas. Los dispersantes evitan, mediante diferentes mecanismos, la floculación de las partículas.



**Dog leg:** El término alude usualmente a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la anticipada o deseada, produciendo en general efectos colaterales perjudiciales. En los estudios de las trayectorias de los pozos, se efectúa un cálculo de la severidad del cambio angular (severidad de la pata de perro) que se expresa generalmente en grados cada 30 m (grados bidimensionales cada 100 pies) de longitud de pozo. Los perforadores de pozos direccionales a veces generan un cambio angular intencionalmente.

**Empaquetamiento:** Se refiere principalmente a todos los sólidos de formación (recortes y derrumbes) que se van perforando a medida que se profundiza el pozo, causados por las malas condiciones de limpieza; los mismos, van asentándose alrededor de la sarta de perforación, provocando el posible aprisionamiento.

**Falla inversa:** La falla inversa se genera por compresión. Tiene movimientos horizontales donde el bloque superior se encuentra por encima del bloque inferior. Ocurre en áreas donde las rocas se comprimen unas contra otras de forma que la corteza rocosa de un área ocupa menos espacio, generando un área expuesta de la falla llamada “saliente”.

**Físil:** La fisibilidad es la tendencia a romperse en planos muy poco espaciados y paralelos, es decir se rompe en lámina.

**Friable:** Es la roca sedimentaria poco consolidada, cuando el grado de diagénesis es bajo la roca presenta un aspecto friable o deleznable y significa que puede ser desmenuzada con los dedos.

**Glauconita:** Es un mineral silíceo verde que se encuentra en las rocas sedimentarias y se forma en las plataformas continentales, que se caracteriza por la tasa de sedimentación lenta y la presencia de material orgánico.

**Gumbo:** Un término genérico para las formaciones de arcillas blandas, pegajosas y que se dilatan, observadas con frecuencia en los pozos de superficie de las áreas marinas o en las cuencas sedimentarias terrestres, cercanas a los mares. Esta arcilla ensucia las herramientas de perforación y taponan las tuberías, lo que plantea problemas severos para las brigadas de perforación.

**Hialina:** Que es transparente o translúcido como el vidrio.

**Moteada:** Que está salpicado con lunares o manchas de distintos colores

**Reología:** Ciencia que se ocupa de la deformación y el flujo de fluidos.

**Rocas argiláceas:** Son las más finas de los sedimentos clásticos, consiste en su mayor parte de detritos de rocas silicatadas, cuyo tamaño de grano es el limo fino o arcilla y generalmente incluyen muchas partículas de 1 a 2 micrones de diámetro.

**ROP instantáneo:** Es la rata de penetración registrada en el instante que se está perforando.

**ROP neto:** Es la rata de penetración registrada cuando la broca toca la formación

**ROP total:** Es la rata de penetración total registrada dividida para el tiempo de conexiones, viajes, repasos, etc.

**Sub angular:** Evidencia de algo de desgaste en caras y bordes

**Sub redondeada:** Considerable desgaste en caras y bordes.

**Surfactante:** Una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido. Este término abarca una multitud de materiales que funcionan como emulsionantes, dispersantes, mojantes del petróleo, mojantes del agua, espumantes y antiespumantes. El número de balance hidrófilo-lipófilo ayuda a definir la función que tendrá un grupo molecular.

**Toba:** Es un tipo de roca ígnea volcánica, ligera, de consistencia porosa, formada principalmente por la deposición de cenizas y lapilli durante las erupciones piroclásticas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Dueñas Jorge, (2009), Curso de perforación direccional, Ecuador.
- Galindo Edwin. (2006), Estadística-métodos y aplicaciones, Quito, Ecuador, Prociencia Editores.
- Hawker D., Vogt K., A. Robinson,(2001), DATALOG Procedimientos y operaciones en el pozo, Versión 3.0 , Alberta, Canada.
- Instituto Americano del Petróleo (API), (2001), Manual de Fluidos de perforación, Texas, EE.UU.
- Instituto Geofísico Militar, (2011), Geografía Económica II, Segunda Edición, Quito, Ecuador.
- INTEQ, (1998), Fluidos Manual de Ingeniería, Baker Hughes.
- Lumms James L., J.J. Azar, (1986), Drilling fluids optimization, Tulsa, Oklahoma.
- Mi Swaco, (2004), Manual de control de sólidos, Schlumberger Technology Corp., Houston, EE.UU.
- Montgomery Douglas, George Runger, (2005), Probabilidad y estadística aplicada a la ingeniería, Segunda edición, México, Limusa Wiley.
- PEMEX, (2000), Guía de diseño para la hidráulica en la perforación de pozos petroleros, Schlumberger Technology Corp, México.
- Prieto O. Ali, (2010), Manual de fluidos e hidráulica avanzados, Venezuela.
- Romai Yrán, (2008), Manual de fluidos de perforación, México.
- Schlumberger, Los 5 sistemas básicos del equipo de perforación, Schlumberger Technology Corp.
- Acuña Ángel, Galo Pilicita, (2013), Análisis técnico y elaboración de alternativas para programas de hidráulica y limpieza de perforación direccional en pozos con alto ángulo de buzamiento del Bloque 15, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Cabezas Alex, Ángel Gavilanes, (2013), Optimización de producción en pozos horizontales del Campo Oso, Bloque 7, Aplicando la tecnología ICD 'S (dispositivos de control de flujo), Tesis de grado UCE, Quito, Ecuador.

Calispa Cristian, Fausto Villegas, (2013), Análisis técnico para la optimización de los parámetros y variables de perforación en la Cuenca Oriente, Tesis de grado UCE, Quito, Ecuador.

Fabara Jonnathan, (2013), Optimización de la hidráulica para brocas de perforación en los campos Auca y Drago de EP-PETROECUADOR, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

González Andres, Jara Manuel, Luis Ramírez, (2010), Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional XD, Tesina de grado ESPOL, Guayaquil, Ecuador.

Grefa Jhonny, (2013), Elaboración del programa de fluidos de perforación necesario para perforar el pozo horizontal "Oso Z" en el wellpad A del Campo Oso de PETROAMAZONAS-Bloque 7, Tesis de Grado UTE, Quito, Ecuador.

Jiménez Johancy, Carlos Rivera, (2009), Mejoramiento de la hidráulica de pozos verticales y direccionales durante su construcción, Tesis de grado Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela.

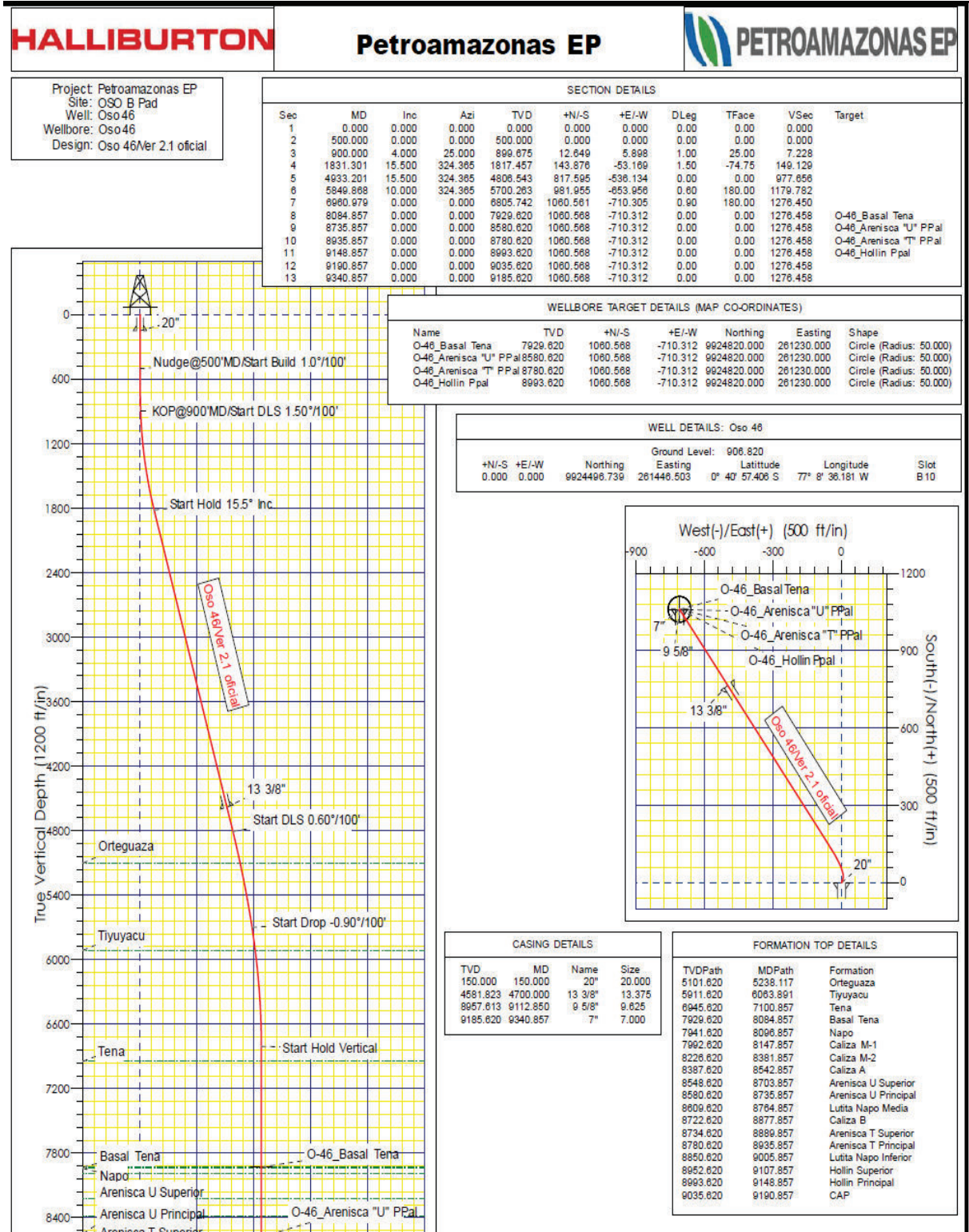
Mallama María, Lenin Yásig, (2014), Estudio de los ensamblajes de fondo y brocas de los pozos direccionales perforados en la cuenca oriente para optimizar futuras perforaciones, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Martínez Diego, (2013), Sistemas básicos del equipo de perforación, INSTIPETROL, Villavicencio, Colombia.

Yáñez Evelyn, (2013), Optimización de trayectorias direccionales de alta tasa de construcción, para pozos horizontales, mediante la aplicación de sistemas de rotación continua. Bloque 16. Octubre 2013, Tesis de grado UCE, Quito, Ecuador.

## **ANEXOS**

# ANEXO 1. REPORTE DIRECCIONAL



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero



## ANEXO 2. BIT RECORD



### BIT RECORD

RATOR: PETROMALZONAS DATE IN: 28-Aug-11  
 L NAME: OSO-46 TD DATE: 18-Sep-11  
 SMOPEC 191

SPUD DATE: 29-Aug-11  
 TD DATE: 18-Sep-11

DATE IN: 28-Aug-11  
 DATE OUT: 18-Sep-11

TAMANO	MARCA	TIPO	No SERIE	IADC	BOQUILAS (LF)	PESOS DE ENTRADA	PESOS DE SALIDA	INTERVALO	METAS ROBEADO	RSP EFECTIVA	RSP PROMEDIO	SLIDING		GPM	PNI	WOB	RPM ROTARIA	RPM MOTOR	RPM TOTAL	INC IN/OUT	% FTGE	% TIME	LOGO (PPH)	FORMACION	
												N/A	N/A												
26"	SMITH	XR+C	PR1130	115	(4x16) TFA0.785	46"	150"	104'	2.2	2.5	47.27	41.60	N/A	N/A	180-350	550-100	1-10	50-100	NA	50-100	N/A	N/A	8.5-9.5	TERCIARIO INDEFERENCIADO	
TOTAL ACUMULADO SECCION 26"																									
16"	SMITH	XR+CFS	PT0323	115	(3x)(6x)(1x15) TFA0.762	150"	500"	360'	9.7	10.0	36.08	35.00	N/A	N/A	550-500	680	5-15	60-120	N/A	60-120	0.18' / 0.14'	N/A	9.5-12.8	TERCIARIO INDEFERENCIADO	
16"	SMITH	SD619MHPX	JE4078	S123	(8x12) TFA0.884	500"	3,077"	2,577'	16.0	29.5	161.06	87.36	12%	16%	950	3,500	4-15	284	75	209	0.14' / 15.87'	12%	16%	12.8	TERCIARIO INDEFERENCIADO
16"	SMITH	SD619MHPX	JE4078	S123	(8x12) TFA0.884	3,077"	4,814"	1,737'	15.8	25.5	109.94	68.12	2%	8%	950	3,600	4-15	90	209	299	15.87' / 15.21'	2%	8%	12.8-13.0	TERCIARIO INDEFERENCIADO
TOTAL ACUMULADO SECCION 16"																									
12 1/4"	SMITH	MS619HSPXX	JE7529	M223	(7x12) TFA0.773	4,814"	8,140"	3,326'	46.7	64.0	71.22	51.97	4%	12%	700-880	3000-3800	15-25	179-230	60-80	119-150	15.21' / 0.38'	4%	12%	9.7-10.8	ORTEGUAZA / TIVYACU / TENA / MPO
12 1/4"	SMITH	MS619LVBFX	JD9321	M323	(6x16) TFA.1.178	8,140"	9,095"	955'	27.5	33.5	34.73	28.51	0%	0%	650-820	3600-4000	15-30	179-225	60-80	119-145	0.38' / 1.42'	0%	0%	10.8-11.0	MAPO / HOLLIN
12 1/4"	SMITH	XR+C	PL5277	117	(4x20) TFA1.127	9,095"	9,095"																		
TOTAL ACUMULADO SECCION 12 1/4"																									
8 1/2"	SMITH	MD1616LBPX	JE4166	M223	(6x11) TFA0.557	9,095"	9,350"	255'	2.5	3.0	102.00	85.00	N/A	N/A	450	1,400	10-15	80	80	N/A	1.42' /	N/A	N/A	8.8-9.0	HOLLIN
TOTAL ACUMULADO SECCION 8 1/2"																									
POZO COMPLETO											8.954'	110.70	80.89	56.67											

F. ACOSTA - D. BARRIOS / M. HERMI  
 COMPANY MAN / ING. JUNI

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero





## ANEXO 4. PARÁMETROS OPERACIONALES

### ANEXO 4.1. PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA SECCIÓN DE 16”

POZO	PARÁMETROS OPERACIONALES											
	Diam. del hueco (in)	Tipo	Boquillas			MW (lpg)	VP (cp)	Q mín (gpm)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	Eq. superficie	
											# caso	C
OSO B-46	16	TRC	3	x	16	12,8	13,0	480,0	525,0	680,0	3	0,22
			1	x	15							
	16	PDC	8	x	12	12,8	17,0	749,1	950,0	3565,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	12	13,0	18,0	749,1	940,0	3732,0	3	0,22
OSO B-50	16	TRC	4	x	16	9,5	10,0	480,0	550,0	830,0	1	1
	16	PDC	8	x	12	12,8	16,0	749,1	940,0	3250,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	12	12,8	19,0	749,1	940,0	3330,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	12	13,1	18,0	749,1	940,0	3400,0	3	0,22
OSO B-76	16	TRC	4	x	14	8,8	6,0	480,0	750,0	1500,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	13	12,8	16,0	749,1	950,0	3375,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	14	12,9	20,0	749,1	950,0	3375,0	3	0,22
OSO B-78	16	TRC	4	x	14	9,5	8,0	480,0	500,0	949,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	13	12,8	15,0	749,1	795,0	2173,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	14	12,8	16,0	749,1	1000,0	3600,0	3	0,22
	16	PDC	8	x	14	12,8	16,0	749,1	1000,0	3750,0	3	0,22
OSO NG-002	16	TRC	3	x	16	9,5	15,0	480,0	505,0	415,0	3	0,22
			1	x	18							
	16	PDC	4	x	13	12,8	16,0	749,1	800,0	2450,0	4	0,15
			3	x	14							
	16	PDC	4	x	13	12,8	16,0	749,1	995,0	3700,0	4	0,15
			3	x	14							
	16	PDC	4	x	13	12,8	18,0	749,1	935,0	3150,0	4	0,15
3			x	14								
16	PDC	4	x	13	13,1	21,0	749,1	925,0	3525,0	4	0,15	
		3	x	14								

## CONTINUACIÓN ANEXO 4.1. PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA SECCIÓN DE 16"

POZO	PARÁMETROS OPERACIONALES											
	Diam. del hueco (in)	Tipo	Boquillas			MW (lpg)	VP (cp)	Q min (gpm)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	Eq. superficie	
											# caso	C
OSO G-69	16	TRC	3	x	16	10,8	11,0	480,0	600,0	550,0	4	0,15
			1	x	18							
	16	PDC	4	x	13	12,8	16,0	749,1	800,0	2375,0	3	0,22
			3	x	14							
	16	PDC	4	x	13	12,8	21,0	749,1	1000,0	3325,0	3	0,22
			3	x	14							
OSO G-87	16	PDC	7	x	14	12,8	19,0	749,1	837,0	2210,0	3	0,22
	16	PDC	7	x	15	12,8	21,0	749,1	1008,0	3195,0	3	0,22
OSO G-100	16	PDC	5	x	11	11,5	7,0	749,1	950,0	3700,0	4	0,15
			5	x	10							
	16	PDC	5	x	11	11,5	8,0	749,1	1000,0	3900,0	4	0,15
			5	x	12							
OSO H-111	16	TRC	3	x	16	9,0	4,0	480,0	400,0	3600,0	2	0,36
			1	x	18							
	16	TRC	3	x	16	13,1	9,0	480,0	600,0	3600,0	4	0,15
			1	x	18							
	16	PDC	2	x	12	13,1	16,0	749,1	900,0	3800,0	4	0,15
			5	x	13							
16	PDC	7	x	14	13,1	19,0	749,1	900,0	3500,0	2	0,36	
16	PDC	7	x	16	13,1	20,0	749,1	930,0	3800,0	1	1	
OSO H-112	16	TRC	4	x	16	9,0	7,0	480,0	400,0	296,0	2	0,36
	16	TRC	4	x	16	13,0	10,0	480,0	800,0	2271,0	3	0,22
	16	PDC	5	x	13	13,0	16,0	749,1	950,0	3545,0	4	0,15
			2	x	12							
	16	PDC	5	x	14	13,0	17,0	749,1	950,0	3367,0	4	0,15
2	x	15										

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 4.2. PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4"

POZO	PARÁMETROS OPERACIONALES											
	Diam. del hueco (in)	Tipo	Boquillas			MW (lpg)	VP (cp)	Q min (gpm)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	Eq. superficie	
											# caso	C
OSO B-46	12,25	PDC	7	x	12	10,8	18,0	505,9	880,0	3800,0	3	0,22
	12,25	PDC	6	x	16	11,0	26,0	505,9	700,0	4000,0	3	0,22
OSO B-50	12,25	PDC	7	x	13	11,0	16,0	505,9	950,0	3500,0	3	0,22
OSO B-76	12,25	PDC	7	x	13	11,0	12,0	505,9	850,0	3450,0	3	0,22
	12,25	PDC	7	x	15	11,8	22,0	505,9	800,0	3400,0	3	0,22
OSO B-78	12,25	PDC	7	x	13	11,8	22,0	505,9	850,0	3600,0	3	0,22
	12,25	PDC	4	x	18	12,2	27,0	505,9	650,0	2650,0	3	0,22
			3	x	16							
12,25	PDC	4	x	18	12,2	30,0	505,9	830,0	3800,0	3	0,22	
OSO NG-002	12,25	PDC	3	x	13	11,2	19,0	505,9	1000,0	4225,0	4	0,15
			5	x	14							
OSO G-69	12,25	PDC	3	x	13	12,8	29,0	505,9	830,0	4069,0	4	0,15
			5	x	14							
OSO G-87	12,25	PDC	8	x	12	10,2	15,0	505,9	1000,0	3372,0	4	0,15
			4	x	12							
OSO G-87	12,25	PDC	4	x	13	12,1	28,0	505,9	800,0	3359,0	4	0,15
			4	x	13							
OSO G-100	12,25	PDC	4	x	11	10,4	14,0	505,9	900,0	3785,0	3	0,22
			4	x	12							
OSO G-100	12,25	PDC	8	x	14	12,7	34,0	505,9	750,0	3531,0	3	0,22
			4	x	13							
OSO H-111	12,25	PDC	4	x	13	11,0	24,0	505,9	880,0	3800,0	4	0,15
			3	x	14							
OSO H-111	12,25	PDC	7	x	18	11,4	21,0	505,9	880,0	3600,0	4	0,15
			8	x	14							
OSO H-112	12,25	PDC	8	x	14	11,5	18,0	505,9	880,0	3800,0	3	0,22
			8	x	16							
			8	x	16							
OSO H-112	12,25	PDC	8	x	16	12,0	22,0	505,9	800,0	3800,0	3	0,22
			8	x	16							
			8	x	16							
OSO H-112	12,25	PDC	8	x	13	11,5	23,0	505,9	900,0	3758,0	4	0,15
			8	x	16							
			8	x	16							
OSO H-112	12,25	PDC	8	x	16	12,0	24,0	505,9	830,0	3720,0	4	0,15
			8	x	16							
			8	x	16							

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

### ANEXO 4.3. PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2"

POZO	PARÁMETROS OPERACIONALES											
	Diam. del hueco (in)	Tipo	Boquillas			MW (lpg)	VP (cp)	Q min (gpm)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	Eq. superficie	
											# caso	C
OSO B-46	8 1/2	PDC	6	x	11	9,0	20,0	295,6	450,0	1400,0	3	0,22
OSO B-50	8 1/2	PDC	6	x	11	8,8	14,0	295,6	400,0	850,0	4	0,15
OSO B-76	8 1/2	PDC	6	x	12	8,9	16,0	295,6	400,0	1700,0	4	0,15
OSO B-78	8 1/2	PDC	6	x	12	9,2	25,0	295,6	450,0	1700,0	4	0,15
OSO NG-002	8 1/2	PDC	3	x	13	13,2	26,0	295,6	500,0	2851,0	4	0,15
			3	x	14							
	8 1/2	PDC	3	x	13	13,3	36,0	295,6	500,0	3002,0	4	0,15
			3	x	14							
8 1/2	PDC	6	x	15	13,3	37,0	295,6	500,0	2950,0	4	0,15	
8 1/2	PDC	6	x	16	13,3	33,0	295,6	450,0	1985,0	4	0,15	
OSO G-69	8 1/2	PDC	6	x	14	12,8	29,0	295,6	500,0	1941,0	4	0,15
	8 1/2	PDC	6	x	14	12,8	29,0	295,6	360,0	1466,0	4	0,15
	8 1/2	PDC	6	x	14	12,8	32,0	295,6	360,0	1886,0	4	0,15
	8 1/2	PDC	6	x	14	12,9	34,0	295,6	400,0	1736,0	4	0,15
OSO G-87	8 1/2	PDC	3	x	11	9,0	22,0	295,6	380,0	1543,0	1	1
			3	x	12							
OSO G-100	8 1/2	PDC	6	x	13	9,0	23,0	295,6	400,0	1700,0	4	0,15
OSO H-111	8 1/2	PDC	6	x	12	9,4	21,0	295,6	400,0	2400,0	3	0,22
	8 1/2	PDC	6	x	12	9,4	19,0	295,6	420,0	1800,0	3	0,22
OSO H-112	8 1/2	PDC	6	x	12	9,4	22,0	295,6	450,0	2038,0	3	0,22

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 5. HIDRÁULICA GENERADA

### ANEXO 5.1. HIDRÁULICA GENERADA PARA LA SECCIÓN DE 16”

POZO	HIDRÁULICA GENERADA								
	Tipo	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)
		$\Delta$ Psf	$\Delta$ Pb	$\Delta$ Psist					
OSO B-46	TRC	61,54	559,94	120,06	221,16	0,76	171,51	0,85	770,03
	PDC	185,44	1362,28	2202,72	344,95	0,88	755,06	3,75	2173,38
	PDC	184,66	1354,59	2377,41	341,32	0,88	742,89	3,69	2161,11
OSO B-50	TRC	226,36	428,91	401,09	224,67	0,78	137,63	0,68	608,25
	PDC	181,82	1333,75	1916,25	341,32	0,88	731,46	3,63	2127,86
	PDC	181,82	1333,75	1996,25	341,32	0,88	731,46	3,63	2127,86
	PDC	186,09	1365,01	2034,99	341,32	0,88	748,61	3,71	2177,74
OSO B-76	TRC	81,67	1253,18	246,82	400,16	0,60	548,36	2,72	1360,65
	PDC	185,44	989,05	2385,95	293,92	1,03	548,19	2,72	1851,87
	PDC	186,89	741,07	2633,93	253,43	1,20	410,74	2,04	1609,24
OSO B-78	TRC	41,71	604,71	344,29	266,77	0,60	176,40	0,88	656,57
	PDC	133,14	692,64	1480,36	245,97	1,03	321,26	1,59	1296,87
	PDC	204,00	814,76	2785,24	266,77	1,20	475,36	2,36	1769,27
	PDC	204,00	814,76	2935,24	266,77	1,20	475,36	2,36	1769,27
OSO NG-002	TRC	42,49	317,96	97,04	193,44	0,84	93,68	0,46	480,86
	PDC	91,84	802,44	1647,56	264,75	0,97	374,53	1,86	1404,67
	PDC	137,80	1241,30	2458,70	329,28	0,97	720,59	3,57	2172,90
	PDC	122,75	1096,11	2053,89	309,42	0,97	597,94	2,97	1918,74
	PDC	123,14	1097,93	2427,07	306,11	0,97	592,52	2,94	1921,93

## CONTINUACIÓN ANEXO 5.1. HIDRÁULICA GENERADA PARA LA SECCIÓN DE 16”

POZO	HIDRÁULICA GENERADA								
	Tipo	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)
		$\Delta$ Psf	$\Delta$ Pb	$\Delta$ Psist					
OSO G-69	TRC	45,38	510,26	39,74	229,84	0,84	178,62	0,89	771,67
	PDC	134,70	802,44	1572,56	264,75	0,97	374,53	1,86	1404,67
	PDC	204,00	1253,81	2071,19	330,93	0,97	731,51	3,63	2194,79
OSO G-87	PDC	146,52	745,53	1464,47	255,19	1,05	364,07	1,81	1416,57
	PDC	207,05	820,51	2374,49	267,71	1,20	482,54	2,39	1789,70
OSO G-100	PDC	113,59	1330,25	2369,75	359,62	0,85	737,31	3,66	2035,70
	PDC	124,97	1025,13	2874,87	315,70	1,01	598,09	2,97	1881,10
OSO H-111	TRC	42,69	188,99	3411,01	153,22	0,84	44,10	0,22	285,81
	TRC	55,05	618,93	2981,07	229,84	0,84	216,66	1,07	936,01
	PDC	117,02	1293,63	2506,37	332,28	0,87	679,27	3,37	2029,82
	PDC	280,84	882,19	2617,81	274,40	1,05	463,23	2,30	1676,23
	PDC	829,18	552,17	3247,83	217,09	1,37	299,60	1,49	1370,34
OSO H-112	TRC	42,69	214,92	81,08	163,40	0,78	50,16	0,25	304,78
	TRC	136,81	1241,76	1029,24	326,80	0,78	579,58	2,88	1760,98
	PDC	128,41	1430,36	2114,64	350,74	0,87	792,79	3,93	2244,35
	PDC	128,41	897,91	2469,09	277,89	1,09	497,67	2,47	1778,22

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 5.2. HIDRÁULICA GENERADA PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4"

POZO	HIDRÁULICA GENERADA								
	Tipo	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)
		$\Delta$ Psf	$\Delta$ Pb	$\Delta$ Psist					
OSO B-46	PDC	135,70	202,24	3597,76	365,18	0,77	103,83	0,88	1798,29
	PDC	90,30	357,54	3642,46	190,63	1,18	146,02	1,24	760,55
OSO B-50	PDC	159,36	1110,16	2389,84	335,91	0,90	615,32	5,21	1818,80
OSO B-76	PDC	129,58	888,74	2561,26	300,55	0,90	440,74	3,73	1456,05
	PDC	124,18	476,45	2923,55	212,47	1,20	222,38	1,88	1039,23
OSO B-78	PDC	139,00	953,38	2646,62	300,55	0,90	472,79	4,00	1561,94
	PDC	87,26	189,36	2460,64	131,73	1,58	71,81	0,61	541,26
	PDC	137,49	308,75	3491,25	168,21	1,58	149,51	1,27	882,55
OSO NG-002	PDC	121,71	792,70	3432,30	281,30	1,14	462,49	3,91	1632,44
	PDC	98,35	624,11	3444,89	233,48	1,14	302,22	2,56	1285,24
OSO G-69	PDC	110,84	1202,84	2169,16	363,11	0,88	701,78	5,94	1919,01
	PDC	86,82	773,16	2585,84	267,28	0,96	360,87	3,05	1340,58
OSO G-87	PDC	136,25	1173,33	2611,67	355,16	0,81	616,10	5,21	1722,44
	PDC	118,53	454,72	3076,28	200,08	1,20	198,98	1,68	987,44
OSO G-100	PDC	94,24	834,41	2965,59	291,22	0,97	428,40	3,63	1460,63
	PDC	97,66	268,60	3331,40	162,30	1,74	137,90	1,17	843,64
OSO H-111	PDC	144,50	566,87	3233,13	234,76	1,20	291,04	2,46	1230,97
	PDC	126,28	286,56	3513,44	163,40	1,57	133,75	1,13	812,76
	PDC	126,28	286,56	3513,44	163,40	1,57	133,75	1,13	812,76
OSO H-112	PDC	102,73	797,52	2960,48	278,45	1,03	418,77	3,54	1493,26
	PDC	92,21	308,46	3411,54	169,53	1,57	149,37	1,26	874,86
	PDC	70,78	232,11	2911,89	147,06	1,57	97,50	0,83	658,33

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 5.3. HIDRÁULICA GENERADA PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2"

POZO	HIDRÁULICA GENERADA								
	Tipo	Pérdidas de presión			Vjets (ft/s)	TFA (in <sup>2</sup> )	HHPb (hp)	HSI (hp/in <sup>2</sup> )	F.I (lbf)
		$\Delta P_{sf}$	$\Delta P_b$	$\Delta P_{sist}$					
OSO B-46	PDC	32,48	541,14	858,86	259,28	0,56	142,07	2,50	544,08
OSO B-50	PDC	17,39	418,06	431,94	230,47	0,56	97,56	1,71	420,34
OSO B-76	PDC	17,59	298,54	1401,46	193,66	0,66	69,67	1,22	357,21
OSO B-78	PDC	22,64	390,57	1309,43	217,86	0,66	102,54	1,80	467,34
OSO NG-002	PDC	39,51	430,72	2420,28	191,00	0,84	125,65	2,21	653,18
	PDC	39,81	433,99	2568,01	191,00	0,84	126,60	2,23	658,12
	PDC	39,81	285,52	2664,48	154,93	1,03	83,29	1,46	533,81
	PDC	32,73	178,65	1806,35	122,55	1,18	46,90	0,82	380,03
OSO G-69	PDC	38,32	362,12	1578,88	177,85	0,90	105,64	1,86	589,76
	PDC	20,80	187,72	1278,28	128,05	0,90	39,43	0,69	305,73
	PDC	20,80	187,72	1698,28	128,05	0,90	39,43	0,69	305,73
	PDC	25,50	233,57	1502,43	142,28	0,90	54,51	0,96	380,39
OSO G-87	PDC	107,81	321,80	1221,20	199,94	0,61	71,34	1,25	354,30
OSO G-100	PDC	17,79	219,18	1480,82	165,01	0,78	51,15	0,90	307,79
OSO H-111	PDC	27,25	315,31	2084,69	193,66	0,66	73,58	1,29	377,28
	PDC	29,84	347,63	1452,37	203,34	0,66	85,18	1,50	415,95
OSO H-112	PDC	33,93	399,06	1638,94	217,86	0,66	104,77	1,84	477,50

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón



## ANEXO 6. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA

### ANEXO 6.1. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN DE 16”

POZO	TROCA	PARÁMETROS OPERACIONALES												HIDRÁULICA					
		MW (lpg)		Q trab (gpm)		Presión (psi)		ΔPb (psi)		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)	
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
OSOB-46	TRC	12,8	13,0	525,0	695,0	680,0	1400,0	61,54	996,62	221,16	292,77	171,51	404,11	0,85	2,00	770,03	1370,55	36,08	61,00
	PDC	12,8	12,8	950,0	870,0	3565,0	3565,0	185,44	1142,50	344,95	315,90	755,06	579,92	3,75	2,88	2173,38	1822,75	161,06	139,00
	PDC	13,0	13,0	940,0	870,0	3732,0	3732,0	184,66	1160,36	341,32	315,90	742,89	588,98	3,69	2,92	2161,11	1851,23	109,94	139,00
OSOB-50	TRC	9,5	13,2	550,0	695,0	830,0	1500,0	226,36	951,61	224,67	283,90	137,63	385,86	0,68	1,91	608,25	1349,50	26,82	61,00
	PDC	12,8	12,8	940,0	870,0	3250,0	3250,0	181,82	1142,50	341,32	315,90	731,46	579,92	3,63	2,88	2127,86	1822,75	134,74	139,00
	PDC	12,8	12,8	940,0	870,0	3330,0	3330,0	181,82	1142,50	341,32	315,90	731,46	579,92	3,63	2,88	2127,86	1822,75	105,74	139,00
OSOB-76	PDC	13,1	13,1	940,0	870,0	3400,0	3400,0	186,09	1169,28	341,32	315,90	748,61	593,51	3,71	2,94	2177,74	1865,47	59,31	139,00
	TRC	8,8	9,0	750,0	695,0	1500,0	1500,0	81,67	1106,86	400,16	370,81	548,36	448,82	2,72	2,23	1360,65	1201,78	31,09	61,00
	PDC	12,8	12,8	950,0	950,0	3375,0	3375,0	185,44	989,05	293,92	293,92	548,19	548,19	2,72	2,72	1851,87	1851,87	112,57	139,00
OSOB-78	PDC	12,9	12,9	950,0	950,0	3375,0	3375,0	186,89	741,07	253,43	253,43	410,74	410,74	2,04	2,04	1609,24	1609,24	55,22	139,00
	TRC	9,5	10,5	500,0	640,0	949,0	1590,0	41,71	1095,04	266,77	341,47	176,40	408,88	0,88	2,03	656,57	1188,95	16,87	61,00
	PDC	12,8	12,8	795,0	868,0	2173,0	2700,0	133,14	825,68	245,97	268,55	321,26	418,14	1,59	2,07	1296,87	1545,98	116,10	139,00
OSO B-78	PDC	12,8	12,8	1000,0	990,0	3600,0	3600,0	204,00	798,55	266,77	264,11	475,36	461,24	2,36	2,29	1769,27	1734,06	80,94	139,00
	PDC	12,8	12,8	1000,0	990,0	3750,0	3750,0	204,00	798,55	266,77	264,11	475,36	461,24	2,36	2,29	1769,27	1734,06	61,90	139,00
	TRC	9,5	13,2	505,0	695,0	415,0	1200,0	42,49	836,78	193,44	266,23	93,68	339,30	0,46	1,68	480,86	1265,47	69,49	61,00
OSO NG-002	PDC	12,8	12,8	800,0	870,0	2450,0	2800,0	91,84	949,01	264,75	287,91	374,53	481,70	1,86	2,39	1404,67	1661,24	199,27	139,00
	PDC	12,8	12,8	995,0	880,0	3700,0	3500,0	137,80	970,95	329,28	291,22	720,59	498,50	3,57	2,47	2172,90	1699,65	139,61	139,00
	PDC	12,8	12,8	935,0	935,0	3150,0	3150,0	122,75	1096,11	309,42	309,42	597,94	597,94	2,97	2,97	1918,74	1918,74	41,30	139,00
PDC	13,1	13,1	925,0	925,0	3525,0	3525,0	123,14	1097,93	306,11	306,11	592,52	592,52	2,94	2,94	1921,93	1921,93	35,00	139,00	

**CONTINUACIÓN ANEXO 6.1. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN  
DE 16”**

POZO	Broca	PARÁMETROS OPERACIONALES				HIDRÁULICA													
		MW (lpg)	Q trab (gpm)		Presión (psi)	ΔPb (psi)		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)			
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
OSO G-59	TRC	10,8	13,0	600,0	695,0	550,0	1200,0	45,38	824,10	229,84	266,23	178,62	334,16	0,89	1,66	771,67	1246,30	50,13	61,00
	PDC	12,8	12,8	800,0	870,0	2375,0	2800,0	134,70	949,01	264,75	287,91	374,53	481,70	1,86	2,39	1404,67	1661,24	143,06	139,00
	PDC	12,8	12,8	1000,0	900,0	3325,0	3000,0	204,00	1015,58	330,93	297,84	731,51	533,27	3,63	2,65	2194,79	1777,78	91,34	139,00
OSO G-87	PDC	12,8	12,8	837,0	870,0	2210,0	2800,0	146,52	805,48	255,19	265,25	364,07	408,85	1,81	2,03	1416,57	1530,47	128,40	139,00
	PDC	12,8	12,8	1008,0	950,0	3195,0	3195,0	207,05	728,80	267,71	252,31	482,54	403,95	2,39	2,00	1789,70	1589,67	63,90	139,00
	PDC	11,5	11,5	950,0	870,0	3700,0	3700,0	113,59	1115,65	359,62	329,34	737,31	566,28	3,66	2,81	2035,70	1707,28	130,22	139,00
OSO G-109	PDC	11,5	11,5	1000,0	900,0	3900,0	3500,0	124,97	830,36	315,70	284,13	598,09	436,01	2,97	2,16	1881,10	1523,69	98,33	139,00
	TRC	9,0	13,0	400,0	695,0	3600,0	1592,0	42,69	824,10	153,22	266,23	44,10	334,16	0,22	1,66	285,81	1246,30	45,25	61,00
	TRC	13,1	13,1	600,0	695,0	3600,0	1592,0	55,05	830,44	229,84	266,23	216,66	336,73	1,07	1,67	936,01	1255,88	36,13	61,00
OSO H-111	PDC	13,1	13,1	900,0	870,0	3800,0	3800,0	117,02	1208,83	332,28	321,20	679,27	613,58	3,37	3,04	2029,82	1896,75	84,63	139,00
	PDC	13,1	13,1	900,0	900,0	3500,0	3500,0	280,84	882,19	274,40	274,40	463,23	463,23	2,30	2,30	1676,23	1676,23	76,92	139,00
	PDC	13,1	13,1	930,0	994,0	3800,0	3800,0	829,18	630,79	217,09	232,03	299,60	365,81	1,49	1,81	1370,34	1565,44	30,57	139,00
OSO H-112	TRC	9,0	13,0	400,0	695,0	296,0	1300,0	42,69	937,19	163,40	283,90	50,16	380,02	0,25	1,89	304,78	1329,06	58,73	61,00
	TRC	13,0	13,0	800,0	695,0	2271,0	1500,0	136,81	937,19	326,80	283,90	579,58	380,02	2,88	1,89	1760,98	1329,06	67,68	61,00
	PDC	13,0	12,9	950,0	870,0	3545,0	3500,0	128,41	1190,37	350,74	321,20	792,79	604,21	3,93	3,00	2244,35	1867,79	107,55	139,00
PDC	13,0	12,9	950,0	900,0	3367,0	3367,0	128,41	799,68	277,89	263,27	497,67	419,90	2,47	2,08	1778,22	1583,69	68,35	139,00	

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburofero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 6.2. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4"

POZO	BROCA	PARÁMETROS OPERACIONALES										HIDRÁULICA									
		MW (lpg)		Q trab (gpm)		Presión (psi)		ΔPb (psi)		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)			
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt		
OSO	B-46	PDC	10,8	12,4	880,0	928,0	3800,0	3800,0	202,24	258,22	365,18	385,10	103,83	139,81	0,88	1,18	1798,29	2296,08	71,22	56,00	
OSO	B-50	PDC	11,0	11,0	700,0	850,0	4000,0	3500,0	357,54	527,18	190,63	231,48	146,02	261,44	1,24	2,21	760,55	1121,42	34,73	56,00	
OSO	B-50	PDC	11,0	11,0	950,0	760,0	3500,0	3500,0	1110,16	710,50	335,91	268,73	615,32	315,04	5,21	2,67	1818,80	1164,03	49,57	56,00	
OSO	B-76	PDC	11,0	11,0	850,0	850,0	3450,0	3450,0	888,74	888,74	300,55	300,55	440,74	440,74	3,73	3,73	1456,05	1456,05	57,54	56,00	
OSO	B-76	PDC	11,8	11,8	800,0	830,0	3400,0	3400,0	476,45	512,85	212,47	220,44	222,38	248,35	1,88	2,10	1039,23	1118,63	45,92	56,00	
OSO	B-78	PDC	11,8	11,8	850,0	760,0	3600,0	3600,0	953,38	762,17	300,55	268,73	472,79	337,95	4,00	2,86	1561,94	1248,69	50,26	56,00	
OSO	B-78	PDC	12,2	12,4	650,0	928,0	2650,0	3300,0	189,36	392,29	131,73	188,07	71,81	212,40	0,61	1,80	541,26	1121,34	30,57	56,00	
OSO	B-78	PDC	12,2	12,4	830,0	928,0	3800,0	3800,0	308,75	392,29	168,21	188,07	149,51	212,40	1,27	1,80	882,55	1121,34	38,60	56,00	
OSO	NG-002	PDC	11,2	11,2	1000,0	820,0	4225,0	3500,0	792,70	533,01	281,30	230,67	462,49	255,00	3,91	2,16	1632,44	1097,65	40,41	56,00	
OSO	NG-002	PDC	12,8	12,4	830,0	780,0	4069,0	3500,0	624,11	533,95	233,48	219,42	302,22	242,99	2,56	2,06	1285,24	1099,59	68,92	56,00	
OSO	G-69	PDC	10,2	10,8	1000,0	760,0	3372,0	3372,0	1202,84	735,63	363,11	275,96	701,78	326,18	5,94	2,76	1919,01	1173,62	57,46	56,00	
OSO	G-69	PDC	12,1	11,0	800,0	770,0	3359,0	3359,0	773,16	651,15	267,28	257,26	360,87	292,52	3,05	2,48	1340,58	1129,02	31,52	56,00	

**CONTINUACIÓN ANEXO 6.2. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN  
DE 12 1/4”**

POZO	Broca	PARÁMETROS OPERACIONALES										HIDRÁULICA							
		MW (lpg)		Q trab (gpm)		Presión (psi)		ΔPb (psi)		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)	
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
OSO 27	PDC	10,4	10,8	900,0	760,0	3785,0	3785,0	1173,33	868,87	355,16	299,91	616,10	385,26	5,21	3,26	1722,44	1275,49	41,40	56,00
OSO 28	PDC	12,7	12,4	750,0	820,0	3531,0	3531,0	454,72	530,73	200,08	218,75	198,98	253,91	1,68	2,15	987,44	1152,48	33,50	56,00
OSO 29	PDC	11,0	11,0	880,0	760,0	3800,0	3800,0	834,41	622,36	291,22	251,51	428,40	275,96	3,63	2,34	1460,63	1089,44	46,85	56,00
OSO 30	PDC	11,4	12,4	880,0	928,0	3600,0	3600,0	268,60	324,90	162,30	171,16	137,90	175,91	1,17	1,49	843,64	1020,48	51,94	56,00
OSO 31	PDC	11,5	11,5	880,0	850,0	3800,0	3800,0	566,87	528,88	234,76	226,76	291,04	262,28	2,46	2,22	1230,97	1148,47	23,38	56,00
OSO 32	PDC	12,0	12,4	800,0	920,0	3800,0	3800,0	286,56	391,61	163,40	187,91	133,75	210,20	1,13	1,78	812,76	1110,70	30,21	56,00
OSO 33	PDC	12,0	12,4	800,0	920,0	3800,0	3800,0	286,56	391,61	163,40	187,91	133,75	210,20	1,13	1,78	812,76	1110,70	22,54	56,00
OSO 34	PDC	11,5	11,5	900,0	760,0	3758,0	3758,0	797,52	568,70	278,45	235,14	418,77	252,17	3,54	2,13	1493,26	1064,83	50,02	56,00
OSO 35	PDC	12,0	12,4	830,0	920,0	3720,0	3720,0	308,46	391,61	169,53	187,91	149,37	210,20	1,26	1,78	874,86	1110,70	35,59	56,00
OSO 36	PDC	12,0	12,4	720,0	920,0	3144,0	3500,0	232,11	391,61	147,06	187,91	97,50	210,20	0,83	1,78	658,33	1110,70	21,65	56,00

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

### ANEXO 6.3. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN DE 8 1/2”

POZO	Broca	PARÁMETROS OPERACIONALES				HIDRÁULICA													
		MW (lpg)	Q trab (gpm)	Presión (psi)	ΔPb (psi)	Vjets (ft/s)	HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)						
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt		
OSO B-16	PDC	9,0	9,4	450,0	420,0	1400,0	1400,0	541,14	492,34	259,28	241,99	142,07	120,64	2,50	2,12	544,08	495,02	102,00	75,00
	PDC	8,8	9,4	400,0	420,0	850,0	1400,0	418,06	492,34	230,47	241,99	97,56	120,64	1,71	2,12	420,34	495,02	17,65	75,00
OSO B-76	PDC	8,9	9,4	400,0	470,0	1700,0	1700,0	298,54	435,32	193,66	227,55	69,67	119,37	1,22	2,10	357,21	520,88	67,82	75,00
	PDC	9,2	9,4	450,0	470,0	1700,0	1700,0	390,57	435,32	217,86	227,55	102,54	119,37	1,80	2,10	467,34	520,88	71,10	75,00
OSO NG-002	PDC	13,2	13,3	500,0	479,0	2851,0	2500,0	430,72	398,30	191,00	182,98	125,65	111,31	2,21	1,96	653,18	604,00	14,67	75,00
	PDC	13,3	13,3	500,0	479,0	3002,0	2500,0	433,99	398,30	191,00	182,98	126,60	111,31	2,23	1,96	658,12	604,00	27,21	75,00
OSO G-69	PDC	13,3	13,3	500,0	479,0	2950,0	2500,0	285,52	262,04	154,93	148,42	83,29	73,23	1,46	1,29	533,81	489,91	47,27	75,00
	PDC	13,3	13,3	450,0	479,0	1985,0	1985,0	178,65	202,42	122,55	130,45	46,90	56,57	0,82	0,99	380,03	430,59	54,33	75,00
OSO G-87	PDC	12,8	13,3	500,0	479,0	1941,0	1941,0	362,12	345,32	177,85	170,38	105,64	96,50	1,86	1,70	589,76	562,40	21,74	75,00
	PDC	12,8	13,3	360,0	479,0	1466,0	1466,0	187,72	345,32	128,05	170,38	39,43	96,50	0,69	1,70	305,73	562,40	30,57	75,00
OSO G-87	PDC	12,8	13,3	360,0	479,0	1886,0	1886,0	187,72	345,32	128,05	170,38	39,43	96,50	0,69	1,70	305,73	562,40	17,68	75,00
	PDC	12,9	13,3	400,0	479,0	1736,0	1736,0	233,57	345,32	142,28	170,38	54,51	96,50	0,96	1,70	380,39	562,40	25,60	75,00
OSO G-87	PDC	9,0	9,0	380,0	450,0	1543,0	1543,0	321,80	451,28	199,94	236,77	71,34	118,48	1,25	2,08	354,30	496,86	71,67	75,00

**CONTINUACIÓN ANEXO 6.3. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA PARA LA SECCIÓN  
DE 8 1/2”**

POZO	Broca	PARÁMETROS OPERACIONALES						HIDRÁULICA											
		MW (lpg)		Q trab (gpm)		Presión (psi)		$\Delta$ Pb (psi)		Vjets (ft/s)		HHPb (hp)		HSI (hp/in <sup>2</sup> )		F.I (lbf)		ROP (ft/h)	
		Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt	Inicial	Opt
OSO G-100	PDC	9,0	12,0	400,0	479,0	1700,0	1700,0	219,18	419,07	165,01	197,60	51,15	117,12	0,90	2,06	307,79	588,50	83,68	75,00
OSO H-111	PDC	9,4	10,0	400,0	460,0	2400,0	2400,0	315,31	443,61	193,66	222,71	73,58	119,06	1,29	2,09	377,28	530,80	70,00	75,00
OSO H-112	PDC	9,4	10,0	420,0	460,0	1800,0	1800,0	347,63	443,61	203,34	222,71	85,18	119,06	1,50	2,09	415,95	530,80	63,07	75,00
OSO H-112	PDC	9,4	11,0	450,0	450,0	2038,0	2038,0	399,06	466,99	217,86	217,86	104,77	122,60	1,84	2,16	477,50	558,77	18,96	75,00

**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

**Elaborado por:** Dayana Lomas / Daniel Calderón

## ANEXO 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Pozo	Sección	Tipo	Profundidad (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO B-46	16"	TRC	150	500	350	36,08	9,70	61,00	5,74
		PDC	500	3077	2577	161,06	16,00	139,00	18,54
		PDC	3077	4814	1737	109,94	15,80	139,00	12,50
	12 1/4"	PDC	4814	8140	3326	71,22	46,70	56,00	59,39
		PDC	8140	9095	955	34,73	27,50	56,00	17,05
	8 1/2"	PDC	9095	9350	255	102,00	2,50	75,00	3,40
	<b>Total</b>							118,20	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO B-50	16	TRC	150	563	413	26,82	15,40	61,00	6,77
		PDC	563	2409	1846	134,74	13,70	139,00	13,28
		PDC	2409	4693	2284	105,74	21,60	139,00	16,43
		PDC	4693	5209	516	59,31	8,70	139,00	3,71
	12 1/4	PDC	5209	9100	3891	49,57	78,50	56,00	69,48
	8 1/2	PDC	9100	9130	30	17,65	1,70	75,00	0,40
<b>Total</b>							139,59		110,08

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO B-76	16	TRC	150	381	231	31,09	7,43	61,00	3,79
		PDC	381	3533	3152	112,57	28,00	139,00	22,68
		PDC	3533	5225	1692	55,22	30,64	139,00	12,17
	12 1/4	PDC	5225	8325	3100	57,54	53,88	56,00	55,36
		PDC	8325	9315	990	45,92	21,56	56,00	17,68
	8 1/2	PDC	9315	9669	354	67,82	5,22	75,00	4,72
<b>Total</b>							146,73		116,39

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

## CONTINUACIÓN ANEXO 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado		
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	
OSO B-78	16	TRC	162	382	220	16,87	13,04	61,00	3,61	
		PDC	382	2957	2575	116,10	22,18	139,00	18,53	
		PDC	2957	4843	1886	80,94	23,30	139,00	13,57	
		PDC	4843	6458	1615	61,90	26,09	139,00	11,62	
	12 1/4	PDC	6458	8950	2492	50,26	49,58	56,00	44,50	
		PDC	8950	9554	604	30,57	19,76	56,00	10,79	
		PDC	9554	10000	446	38,60	11,55	56,00	7,96	
	8 1/2	PDC	10051	10516	465	71,10	6,54	75,00	6,20	
	<b>Total</b>							172,05		116,77

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO NG-002	16	TRC	155	565	410	69,49	5,90	61,00	6,72
		PDC	565	1661	1096	199,27	5,50	139,00	7,88
		PDC	1661	5249	3588	139,61	25,70	139,00	25,81
		PDC	5249	6294	1045	41,30	25,30	139,00	7,52
		PDC	6294	7148	854	35,00	24,40	139,00	6,14
	12 1/4	PDC	7148	8910	1762	40,41	43,60	56,00	31,46
		PDC	8910	11205	2295	68,92	33,30	56,00	40,98
	8 1/2	PDC	11205	11249	44	14,67	3,00	75,00	0,59
		PDC	11249	12253	1004	27,21	36,90	75,00	13,39
		PDC	12253	12357	104	47,27	2,20	75,00	1,39
		PDC	12357	12520	163	54,33	3,00	75,00	2,17
	<b>Total</b>							208,80	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón



## CONTINUACIÓN ANEXO 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO G-69	16	TRC	169	569	400	50,13	7,98	61,00	6,56
		PDC	569	3559	2990	143,06	20,90	139,00	21,51
		PDC	3559	5130	1571	91,34	17,20	139,00	11,30
	12 1/4	PDC	5130	6963	1833	57,46	31,90	56,00	32,73
		PDC	6963	8435	1472	31,52	46,70	56,00	26,29
	8 1/2	PDC	8435	8465	30	21,74	1,38	56,00	0,54
		PDC	8465	8627	162	30,57	5,30	75,00	2,16
		PDC	8627	9152	525	17,68	29,69	75,00	7,00
		PDC	9152	9408	256	25,60	10,00	75,00	3,41
	<b>Total</b>						171,05		111,50

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO G-87	16	PDC	344	3541	3197	128,40	24,90	139,00	23,00
		PDC	3541	5840	2299	63,90	35,98	139,00	16,54
	12 1/4	PDC	5840	6974	1134	41,40	27,39	56,00	20,25
		PDC	6974	9398	2424	33,50	72,36	56,00	43,29
	8 1/2	PDC	9398	9828	430	71,67	6,00	75,00	5,73
	<b>Total</b>						166,63		108,81

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO G-100	16	PDC	538	1455	917	130,22	7,04	139,00	6,60
		PDC	1455	4790	3335	98,33	33,92	139,00	23,99
	12 1/4	PDC	4790	9432	4642	46,85	99,08	56,00	82,89
		PDC	9432	10057	625	51,94	12,03	56,00	11,16
	8 1/2	PDC	10057	10460	403	83,68	4,82	75,00	5,37
	<b>Total</b>						156,89		130,02

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

## CONTINUACIÓN ANEXO 7. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO H-111	16	TRC	45	407	362	45,25	8,00	61,00	5,93
		TRC	407	678	271	36,13	7,50	61,00	4,44
		PDC	678	2709	2031	84,63	24,00	139,00	14,61
		PDC	2709	4978	2269	76,92	29,50	139,00	16,32
		PDC	4978	6384	1406	30,57	45,99	139,00	10,12
	12 1/4	PDC	6384	7974	1590	23,38	68,01	56,00	28,39
		PDC	7974	8820	846	30,21	28,00	56,00	15,11
		PDC	8820	9823	1003	22,54	44,50	56,00	17,91
	8 1/2	PDC	9823	9830	7	70,00	0,10	75,00	0,09
		PDC	9951	10424	473	63,07	7,50	75,00	6,31
	<b>Total</b>							263,10	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón

Pozo	Sección	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)			Inicial		Optimizado	
			IN	OUT	Δ	ROP (ft/h)	Tiempo (h)	ROP (ft/h)	Tiempo (h)
OSO H-112	16	TRC	45	405	360	58,73	6,13	61,00	5,90
		TRC	405	1050	645	67,68	9,53	61,00	10,57
		PDC	1050	3500	2450	107,55	22,78	139,00	17,63
		PDC	3500	5405	1905	68,35	27,87	139,00	13,71
	12 1/4	PDC	5405	8510	3105	50,02	62,08	56,00	55,45
		PDC	8510	9041	531	35,59	14,92	56,00	9,48
		PDC	9041	10143	1102	21,65	50,90	56,00	19,68
	8 1/2	PDC	10143	10582	439	18,96	23,15	75,00	5,85
<b>Total</b>							217,36		138,27

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Dayana Lomas / Daniel Calderón