



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL
POZO TIPO “J” MODIFICADO: ANMA XD, EN EL CAMPO ESPOL”

PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

Angel Alfredo Loor Izurieta

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2014

AGRADECIMIENTO

A Dios por la vida, a mis padres y familiares por ser mi apoyo incondicional en todos los aspectos, a la ESPOL, a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, a mi Director de proyecto, profesores y todo el personal administrativo de la FICT.

DEDICATORIA

Dedico éste trabajo de manera especial a mi madre, Mileydi, por ser quien estuvo ahí en cada momento; a mi abuela, Estela, por su gran apoyo, a mi familia en general y amigos, quienes supieron guiarme durante todas las etapas de mi vida.

Angel Loor Izurieta.

TRIBUNAL DE SUSTENTACION

Dra. Elizabeth Peña Carpio

Presidenta del Tribunal

Ing. Alberto Galarza Ramos

Director del Proyecto

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez

Vocal Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de éste Proyecto de Graduación, me corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Angel Alfredo Loor Izurieta

RESUMEN

Este trabajo de graduación describe el procedimiento que se lleva a cabo para la planificación de un pozo direccional en general y efectúa el diseño del programa de perforación del pozo “ANMA XD” en el campo ESPOL. Para ello se dispone de información de perforación de pozos con características litológicas similares del oriente Ecuatoriano; además de la herramienta de cálculo para la corrida de las hidráulicas usadas de manera general en el diseño de los BHAs y programa de brocas así como ecuaciones de cálculo para optimizar hidráulicas de forma manual, se cuenta con catálogos de empresas de servicio disponibles en la web para selección de herramientas.

El primer capítulo corresponde a la teoría de pozos direccionales y las etapas involucradas en la perforación de pozos. En el capítulo dos y tres, se diseña el programa de perforación del pozo tipo “J” modificado basado en la selección de los ensamblajes de fondo de perforación, programa de brocas, fluidos, corrida y cementación de revestidores; todos éstos enfocados y orientados a la optimización de tiempos/costos que involucra la perforación del mismo.

En el cuarto capítulo se describen los procedimientos operacionales, las estrategias y las contingencias a aplicarse en los eventuales problemas durante la perforación del pozo en las diferentes secciones, finalizando con conclusiones y recomendaciones para diseños a futuros.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VI
ABREVIATURAS	XII
INDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	XX
OBJETIVOS	XXI
OBJETIVO GENERAL.....	XXI
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XXI
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE GRADUACIÓN.....	XXII
ANTECEDENTES.....	XXIV
GENERALIDADES.....	XXIV
CAPITULO 1.....	25
1.. TEORÍA DE POZOS DIRECCIONALES Y ETAPAS INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	25
1.1 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	30
1.1.1 Pozo Direccional Tipo “J”	30

1.1.2	<i>Pozo direccional tipo "S"</i>	32
1.1.3	<i>Pozo Horizontal</i>	33
1.2	BROCAS	34
1.2.1	<i>Tipos y selección de brocas</i>	34
1.2.2	<i>Factores que influyen en el desempeño de las brocas</i>	37
1.3	ENSAMBLAJES DE FONDO	38
1.3.1	<i>Principales componentes en un ensamblaje de fondo</i>	39
1.4	FLUIDOS DE PERFORACIÓN ⁽¹⁾	47
1.4.1	<i>Funciones del fluido de perforación</i> ⁽¹⁾	49
1.5	HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN	51
1.5.1	<i>Densidad del lodo</i>	52
1.5.2	<i>Densidad Equivalente de Circulación (ECD)</i>	53
1.5.3	<i>Máxima potencia hidráulica (MPH)</i>	53
1.5.4	<i>Máximo Impacto Hidráulico (MPI)</i>	55
1.5.5	<i>Área total de flujo (TFA)</i>	55
1.5.6	<i>Índice de limpieza (HSI)</i>	56
1.6	PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	58
1.6.1	<i>Peso sobre la broca (WOB)</i>	59
1.6.2	<i>Velocidad de rotación de la sarta de tubería (RPM)</i>	59
1.6.3	<i>Velocidad de Penetración (ROP)</i>	60
1.6.4	<i>Torque (T)</i>	60
1.6.5	<i>Caudal o Galonaje por Minuto (GPM)</i>	61

CAPÍTULO 2.....	62
2 .DISEÑO DEL POZO DIRECCIONAL	62
2.1 OBJETIVO GEOLÓGICO EN EL CAMPO ESPOL.....	63
2.2 PROGNOSIS LITOLÓGICA A PERFORAR	64
2.2.1 Descripción de las características litológicas de las formaciones a atravesar	65
2.3 DISEÑO DEL PERFIL DIRECCIONAL TIPO “J” MODIFICADO	70
2.3.1 Perfil del pozo.....	71
2.3.2 Cálculos direccionales del pozo	73
2.4 DISEÑO DE LOS REVESTIDORES Y PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO ⁰ .	75
2.4.1 Sección Conductora: Casing 20”	78
2.4.2 Sección Superficial: Casing 13 ^{3/8} ”	78
2.4.3 Sección Intermedia: Casing 9 ^{5/8} ”	78
2.4.4 Sección Productora: Liner 7”	79
2.5 ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO.....	79
2.6 TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACIÓN (DIAGRAMA TIEMPO VS. PROF.)	81
CAPÍTULO 3.....	83
3. DISEÑO DE DISCIPLINAS Y SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN	83
3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	83
3.1.1 Sección Superficial: 16”	84

3.1.2	Sección Intermedia: 12 ¹ / ₄ "	86
3.1.3	Sección Productora: 8 ¹ / ₂ "	90
3.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	92
3.2.1	Sección Superficial: 16"	93
3.2.2	Sección Intermedia: 12 ¹ / ₄ "	94
3.2.3	Sección Productora: 8 ¹ / ₂ "	96
3.3	PROGRAMA DE BROCAS	98
3.3.1	Sección Superficial: 16"	99
3.3.2	Sección Intermedia: 12 ¹ / ₄ "	100
3.3.3	Sección Productora: 8 ¹ / ₂ "	101
3.4	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTOS	102
3.4.1	Sección Superficial: 16"	102
3.4.2	Sección Intermedia: 12 ¹ / ₄ "	104
3.4.3	Sección Productora: 8 ¹ / ₂ "	106
CAPÍTULO 4		110
4..... PROGRAMA OPERACIONAL DE PERFORACIÓN, ESTRATEGIAS Y CONTINGENCIAS		110
4.1	HUECO DE 16" Y REVESTIDOR DE 13 ³ / ₈ "	111
4.2	HUECO DE 12 ¹ / ₄ " Y REVESTIDOR DE 9 ⁵ / ₈ "	118
4.3	HUECO DE 8 ¹ / ₂ " Y LINER DE 7"	124
CAPÍTULO 5		131

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	131
5.1 CONCLUSIONES	131
5.2 RECOMENDACIONES	135
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	I
ANEXOS.....	III
ANEXO A: CÁLCULOS DIRECCIONALES DEL POZO ANMA XD	IV
ANEXO B: SIMULACIONES DE TORQUE Y ARRASTRE DE CADA BHA	V
ANEXO C: HIDRÁULICAS DE PERFORACIÓN	X
ANEXO D: PRESUPUESTO POZO ANMA XD	XVI
ANEXO E (ECUACIONES USADAS EN SOFTWARE PARA CÁLCULOS HIDRÁULICOS)	XVII
ANEXO F (CÁLCULOS MANUALES Y OPTIMIZACIONES).....	XXVI

ABREVIATURAS

AKO	Adjustable Kick Off motor (Punto ajustable del motor)
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
BHA	Botton Hole Assembly (Ensamblaje de fondo)
BLS	Barriles
BOP	Blow Out Preventor (Preventor de reventones)
BUR	Build up Rate (Tasa de construcción de ángulo)
Cp	Centipoise
CSG	Casing (Revestidor)
DC	Drill Collar (Lastrabarrena)
DL	Dog Leg (Pata de perro)
DLS	Dog Leg Severity (Severidad de la pata de perro)
DP	Drill Pipe (Tubería de perforación)
DR	Drop Rate (Tasa de disminución de ángulo)

ECD	Equivalent Circulating Density (Den. equivalente de circulación)
GAL	Galones
GPM	Galones Por Minuto
HSI	Horse power per Square Inches (Índice de Limpieza)
HWDP	Heavy Weigh Drill Pipe (Tubería de perforación extra pesada)
IADC	International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de contratistas de perforación)
ID	Internal Diameter (Diámetro Interno)
KLBS.FT	Kilo libras fuerza por pie
KOP	Kick of Point (Punto de inicio)
LB	Libras
LCM	Lost Circulation Material (Material antipérdida)
LPG	Libras Por Galón
LWD	Logging While Drilling (Registrar mientras se perfora)
MBT	Methylene Blue Test (Prueba de Azul de Metileno)
MD	Measured Depth
MPI	Máximo Impacto Hidráulico
MPH	Máxima Potencia Hidráulica
MWD	Measuring While Drilling (Medir mientras se perfora)
NPT	Non Productive Time (Tiempos no productivos)
NMDC	Non Magnetic Drill Collar (Lastrabarrena Antimagnético)
OD	Outside Diameter (Diámetro Externo)

ODS	Over Drive System (Sistema de corrida de casing)
Ppm	Partes Por Millón
PDC	Polycrystalline Diamond Compact (Diamante Policristalino Compacto)
PDM	Positive Displacement Motor (Motor de desplazamiento positivo)
PT	Profundidad Total
PV	Plastic Viscosity (Viscosidad Plástica)
ROP	Rate Of Penetration (Tasa de penetración)
RPM	Revoluciones Por Minuto
SKS	Sacos de cemento
TFA	Total flow Area (Área Total del Flujo)
TOC	Top on Cement (Tope del cemento)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)
UBHO	Universal Bottom Hole Orientation (Orientación Universal del fondo del hoyo)
UTM	Universal Transverse Mercator (sistema de coordenadas universal transversal de Mercator)
VS	Vertical Section (Sección Vertical)
WOB	Weight On Bit (Peso sobre la broca)
YP	Yield point (Punto cedente)

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	30
FIGURA 1.2 POZO TIPO “J”	31
FIGURA 1.3: POZO TIPO “J” MODIFICADO	31
FIGURA 1.4: POZO TIPO “S”	32
FIGURA 1.5: POZO HORIZONTAL	33
FIGURA 1.6: BROCAS TRICÓNICAS DE DIENTES Y DE INSERTOS	34
FIGURA 1.7: BROCAS PDC	35
FIGURA 1.8: BROCA HÍBRIDA, KYMERA.....	35
FIGURA 1.9: ENSAMBLAJE DE FONDO.....	38
FIGURA 1.10: LASTRABARRENA LISO Y ESPIRAL	40
FIGURA 1.11: HEAVY WEIGHT DRILL PIPE	40
FIGURA 1.12: ESTABILIZADORES.....	41
FIGURA 1.13: SUSTITUTOS DE COMBINACIÓN DE ROSCAS.....	43
FIGURA 1.14: PLATAFORMA MWD IMPULSE & LWD MÚLTIPLE EcoSCOPE	43
FIGURA 1.15: MOTOR DE FONDO CONVENCIONAL POWER PACKHT	44
FIGURA 1.16: MARTILLO HIDRÁULICO	44
FIGURA 1.17: TRABAJO DEL MOTOR DE FONDO	45
FIGURA 1.18: TIPOS DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA).....	47
FIGURA 1.19: CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)	52
FIGURA 1.20: OPTIMIZACIÓN DE HIDRÁULICAS.....	58

FIGURA 2.1: MAPA UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESPOL.....	63
FIGURA 2.2: SECCIONES SÍSMICAS LOCALIZADAS ANMA XD, W - E.....	64
FIGURA 2.3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	68
FIGURA 2.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE INTERÉS DEL CAMPO ESPOL.....	69
FIGURA 2.5: PERFIL POZO ANMA XD.....	72
FIGURA 2.6: ORIENTACIÓN POZO ANMA XD	73
FIGURA 2.7: ESQUEMA MECÁNICO POZO ANMA XD	80
FIGURA 2.8: DIAGRAMA TIEMPO VS PROFUNDIDAD POZO ANMA XD.....	82
FIGURA 3.1: CURVA DE DENSIDADES VS PROFUNDIDAD, ANMA XD	98
FIGURA 3.2: ESQUEMA DE MECÁNICO CEMENTACIÓN SUPERFICIAL.....	103
FIGURA 3.3: UBICACIÓN DE LECHADAS SECCIÓN SUPERFICIAL	104
FIGURA 3.4: ESQUEMA DE MECÁNICO CEMENTACIÓN INTERMEDIA.....	105
FIGURA 3.5: UBICACIÓN DE LECHADAS SECCIÓN INTERMEDIA	106
FIGURA 3.6: ESQUEMA DE MECÁNICO CEMENTACIÓN PRODUCTORA.....	108
FIGURA 3.7: UBICACIÓN DE LECHADAS SECCIÓN PRODUCTORA	109

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I: CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS ⁰	36
TABLA II: CÓDIGO IADC PARA BROCAS PDC ⁰	37
TABLA III: FUNCIONES DEL LODO & PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS	50
TABLA IV: ÁREA TOTAL DE FLUJO (TFA).....	56
TABLA V: TABLA DE COORDENADAS DEL POZO ANMA XD	63
TABLA VI: PROGNOSIS GEOLÓGICA POZO ANMA XD	65
TABLA VII: APLICACIONES DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE INTERÉS	70
TABLA VIII: RESUMEN DEL PERFIL DEL POZO ANMA XD	71
TABLA IX: PLAN DIRECCIONAL POZO ANMA XD	74
TABLA X: ESPECIFICACIONES DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	76
TABLA XI: DISEÑO DE REVESTIDORES, ANMA XD	77
TABLA XII: PROGRAMA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO, ANMA XD	79
TABLA XIII: BHA DIRECCIONAL #1, ANMA XD	84
TABLA XIV: BHA DIRECCIONAL #2, ANMA XD.....	84
TABLA XV: BHA DIRECCIONAL #3, ANMA XD.....	86
TABLA XVI: BHA DIRECCIONAL #4, ANMA XD.....	87
TABLA XVII: BHA DIRECCIONAL #5, ANMA XD.....	89
TABLA XVIII: BHA DIRECCIONAL #6, ANMA XD.....	90
TABLA XIX: VOLÚMENES DE LODO SECCIÓN SUPERFICIAL	93

TABLA XX: COMPOSICIÓN DEL LODO SECCIÓN SUPERFICIAL.....	93
TABLA XXI: PROPIEDADES DEL LODO SECCIÓN SUPERFICIAL.....	94
TABLA XXII: VOLÚMENES DE LODO SECCIÓN INTERMEDIA.....	94
TABLA XXIII: COMPOSICIÓN DEL LODO SECCIÓN INTERMEDIA	95
TABLA XXIV: PROPIEDADES DEL LODO SECCIÓN INTERMEDIA.....	95
TABLA XXV: VOLÚMENES DE LODO SECCIÓN PRODUCTORA	96
TABLA XXVI: COMPOSICIÓN DEL LODO SECCIÓN PRODUCTORA.....	96
TABLA XXVII: PROPIEDADES DEL LODO, SECCIÓN PRODUCTORA	97
TABLA XXVIII: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #1	99
TABLA XXIX: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #2	99
TABLA XXX: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #3	100
TABLA XXXI: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #4	100
TABLA XXXII: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #5	101
TABLA XXXIII: CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS: BROCA #6	101
TABLA XXXIV: LECHADAS DE CEMENTO, SECCIÓN SUPERFICIAL	102
TABLA XXXV: LECHADAS DE CEMENTO, SECCIÓN INTERMEDIA	104
TABLA XXXVI: LECHADAS DE CEMENTO, SECCIÓN PRODUCTORA	107

INTRODUCCIÓN

La declinación natural de los yacimientos productores, la gran demanda energética mundial y la economía del país mayoritariamente dependiente del petróleo, ha obligado a mantener una producción promedio de medio millón de barriles diarios, a lo largo de los años en el Ecuador; para ello la perforación de nuevos pozos productores ha sido el eje fundamental de las compañías que administran los campos petroleros para lograr éste objetivo; llegando en la actualidad a disponer hasta el 70% de sus presupuestos anuales para sus campañas de perforación.

Con ello, la optimización de tiempos durante la perforación de pozos mediante la aplicación de una buena ingeniería de detalle durante el diseño y la planificación de los mismos, así como las buenas prácticas operacionales, estrategias de perforación y planes de contingencia para los eventuales problemas que se suscitan durante las operaciones; han jugado un factor clave dentro de las compañías operadoras y de servicios petroleros; optimizando así los costos durante todo el proceso.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las empresas petroleras que manejan varios campos, destinan más de la mitad de sus presupuestos anuales a sus campañas de perforación de nuevos pozos productores. Dichos pozos están orientados a mantener su producción diaria de hidrocarburos, dado la declinación natural en la producción de los yacimientos.

Durante la perforación de pozos petroleros, sean éstos verticales, direccionales, horizontales, multilaterales o de alcance extendido, se presentan muchos problemas al momento de realizar las operaciones; dichos problemas se traducen a tiempos no productivos, a demoras dentro del tiempo planificado y esto a su vez implica un aumento significativo en los costos de cada pozo.

Estos problemas, son mayoritariamente de diseño en las diferentes etapas involucradas durante la planificación de los pozos petroleros; con lo cual se requieren secuencias operacionales basadas en experiencias de pozos similares, así como planes de contingencia provistos de estrategias al momento de presentarse los problemas para mitigarlos, optimizando así tiempo y dinero, y dejando un pozo en óptimas condiciones para ser completado y producido.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar y planificar el programa de perforación del pozo ANMA XD, de tipo “J” modificado, para optimizar tiempos y costos durante el proceso, mediante la aplicación de una secuencia operacional estructurada con estrategias de perforación y contingencias en cada etapa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar los ensamblajes de fondo, fluidos de perforación, programa de brocas y revestidores de cada sección, para el pozo Anma XD, mediante el análisis de la litología a ser perforadas en las diferentes etapas, por medio del uso de simulaciones y corrida de hidráulicas tanto simuladas como manuales.
- Establecer estrategias de perforación y contingencias dentro de la secuencia operacional de perforación del pozo ANMA XD, mediante el análisis de los posibles problemas en todas sus secciones, para optimizar tiempos y costos durante la operación.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE GRADUACIÓN

El presente proyecto de graduación denominado: “Diseño y planificación del programa de perforación del pozo tipo “J” modificado: ANMA XD, en el campo ESPOL”, tiene su justificación en las masivas campañas de perforación de pozos petroleros que tiene en éstos momentos el Ecuador, llegando a un número record de taladros de perforación que rodea los 50 equipos, y con un aproximado de 200 pozos anuales perforados con inversiones superiores a los \$1000 millones de dólares; lo que es claro indicativo de la planificación de pozos que tienen las distintas empresas operadoras en lo que va del año.

La ingeniería de perforación es una rama de la ingeniería en petróleos que se encarga del diseño y planeación de los pozos a ser perforados, tomando en cuenta muchas variables desde geológicas, mecánicas, económicas, de tecnologías disponibles y hasta requerimientos de los clientes; siendo ésta, un área de grandes inversiones, llegando a cubrir más del 70% del presupuesto anual de ciertas compañías operadoras con el objetivo de mantener una producción estable de sus campos dada la declinación anual de los mismos, lo que nos muestra el interés por la optimización de los procesos, la reducción de tiempos durante la misma, y de una buena ingeniería de detalle que no dé

lugar a errores que se traducen en pérdidas millonarias y hasta de vidas humanas si así es el caso.

La perforación direccional, se ha venido aplicando en nuestro país, para alcanzar los yacimientos productores desde un mismo pad (conjunto de varios pozos en una misma locación) de pozos en superficie, lo que lo traduce en cuidado ambiental dentro de las operaciones de perforación al ocupar menos espacio de selva a nivel de superficie, además de tratar de cubrir el mayor área de drenaje del yacimiento abajo en la arena productora con lo que se asegura una explotación racional del recurso del subsuelo. Con ello, los pozos tipo “J”, “S” y Horizontales, son aplicados a diario en nuestro país y en el mundo.

La planificación y el diseño del pozo direccional tipo “J” modificado: ANMA XD, es pensado con el propósito de construir de manera eficiente un pozo petrolero con objetivo en subsuelo definido, con el menor tiempo posible, aplicando procedimientos operacionales eficaces y estrategias que permitan una óptima producción del mismo una vez culminadas las operaciones, para que de ésta manera se ahorre tiempo, dinero, y a su vez permita ponerlo a producir y a general ingresos lo antes posible.

ANTECEDENTES

El campo petrolero ESPOL está ubicado dentro de la Cuenca Oriente entre las coordenadas: 00°11'00" a 00°24'30" Latitud Sur y 76°49'40" a 76°54'16" Latitud Oeste; siendo éste un campo maduro cuyo inicio de explotación data de 1972, posee una trampa hidrocarburífera con estructura de anticlinal asimétrico fallado, con una longitud de 30 km, y un ancho que varía entre 4 y 9 km, con un área aprox. de 42000 acres (170 km²), bajo un cierre estructural de 200 ft.

El campo ESPOL tiene como objetivo principal la producción de hidrocarburos de la formación Hollín, las areniscas Hollín Principal y Hollín Superior, seguida por la formación Napo, las areniscas "U" y "T", y la formación Tena, la Basal Tena. El factor de recobro de éste campo es del 33.45% de los 3450 millones de barriles de POES; habiéndose extraído el 19.6% del total del POES en sus 42 años de vida productiva, con una tasa de declinación del 20%

GENERALIDADES

El pozo ANMA XD es un pozo direccional tipo "J" modificado que será diseñado como un pozo de desarrollo a ser perforado en el campo ESPOL, siendo el segundo de la plataforma ESP01 y el pozo # 421 dentro del bloque, cuyo objetivo principal es la arena "T" Inferior.

CAPITULO 1

1 TEORÍA DE POZOS DIRECCIONALES Y ETAPAS INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

La perforación direccional es el proceso de dirigir el hoyo a través de una trayectoria determinada hacia un objetivo en subsuelo ⁽¹⁾.

Existen múltiples aplicaciones de la perforación direccional, una de ellas para barrer áreas mayores de los yacimientos desde una misma plataforma en superficie, con fines de cuidado ambiental.

¹ BOURGOYNE, Adam. "Applied Drilling Engineering", SPE Edition (1991), 351.

Con el objetivo de un mejor entendimiento se deben tener claros los términos y definiciones a continuación, usados para la definición de tipos de pozos direccionales, diseño del pozo y programa de perforación ⁽²⁾:

Profundidad Medida (MD): (Measured Depth) Es la profundidad medida a lo largo del perfil real del pozo desde superficie hasta el punto perforado.

Profundidad Vertical Verdadera (TVD): (True Vertical Depth) Distancia vertical medida desde superficie hasta un punto perforado del pozo.

Inclinación: Ángulo en grados formado entre la vertical (vector gravedad) y la tangente del pozo a un punto del perfil real del pozo.

Azimut: Es el ángulo en grados que debe seguir la trayectoria del pozo, medido con respecto al norte grid y en sentido horario.

Norte verdadero: Dirección geográfica del polo norte en la cual se encuentra el eje de rotación de la Tierra.

² BAKER INTEQ, "Directional Survuying", Drilling and Evaluation Technologies, U.S.A., Houston, 1998 & (Cuzco Yamasca & Ortiz Bonilla, 2013)

Norte Magnético: Dirección horizontal del campo magnético de la Tierra en un punto determinado de la Tierra.

Norte Grid: O norte de grilla, es el idéntico al norte verdadero (norte del mapa) solo para meridianos específicos.

Coordenadas UTM: Coordenadas medidas en metros, donde las coordenadas norte se empiezan a medir desde el Ecuador. El Ecuador es tomado como 0.00m N, en el hemisferio Norte; mientras que el Ecuador es 10,000,000m N, para el hemisferio Sur; de esta forma no existen valores Norte negativos. Las coordenadas Este para cada sector se miden desde una línea 500,000m oeste del meridiano central de esa respectiva zona, así mismo para que no existan valores Este negativos.

Coordenadas Geográficas: Sistema que usa las dos coordenadas angulares, de latitud (Norte y Sur) y longitud (Este y Oeste) como referencia para determinar la posición geográfica.

Coordenadas en Superficie: Localización geográfica en superficie del punto donde inicia las operaciones de perforación.

Coordenadas Objetivo: (Target) Es el punto exacto posicionado geográficamente que sirve de guía para definir la trayectoria del pozo.

Profundidad Total (PT): Es la distancia final a la cual se llega en el pozo perforado, y puede medírsela en MD y en TVD.

Latitud: Distancia entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el Ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por ese punto. Es expresada en grados, minutos y segundos a partir de 0° en el Ecuador, hasta 90° en los polos.

Longitud: Distancia existente entre un punto de la superficie de la Tierra y el meridiano de Greenwich; medida sobre el paralelo que pasa por el punto. Expresado en grados, minutos y segundos a partir de 0° en el meridiano de Greenwich hasta 180° para el este, como para el oeste.

Punto de inicio (KOP): (Kick Off Point) Es el punto de desvío o la profundidad a la cual el pozo es comenzado a ser desviado en una dirección determinada.

Tasa de Construcción (BUR): (Build Up Rate) Es la tasa de incremento de ángulo o de inclinación, expresada en grados por cada 100 pies.

Tasa de disminución (DR): (Drop Rate) Tasa de tumbado de ángulo en la cual la inclinación decrece y se expresa en grados cada 100 pies.

Sección Vertical: Desviación horizontal del pozo, proyectada en el plano vertical para una profundidad dada en cualquier instante.

Sección Tangente: Sección en la que se mantiene el ángulo máximo de inclinación alcanzado durante la construcción de ángulo.

Pata de Perro (DL): (Dog Leg) Es la curvatura total del pozo (cambios de inclinación y dirección entre los puntos tomados del survey).

Severidad de la Pata de Perro (DLS): (Dog Leg Severity) Medida de la pata de perro normalizada a un intervalo de 100 pies.

Cara de la Herramienta: (Tool Face) Es el lugar sobre la herramienta que es señalado con una línea de marca y posicionado hacia una orientación específica mientras se perfora para determinar el curso del pozo.

1.1 Tipos de pozos direccionales

De manera general, podemos encontrar 3 tipos configuraciones:

Tipo "S"

Tipo "J"

Horizontal

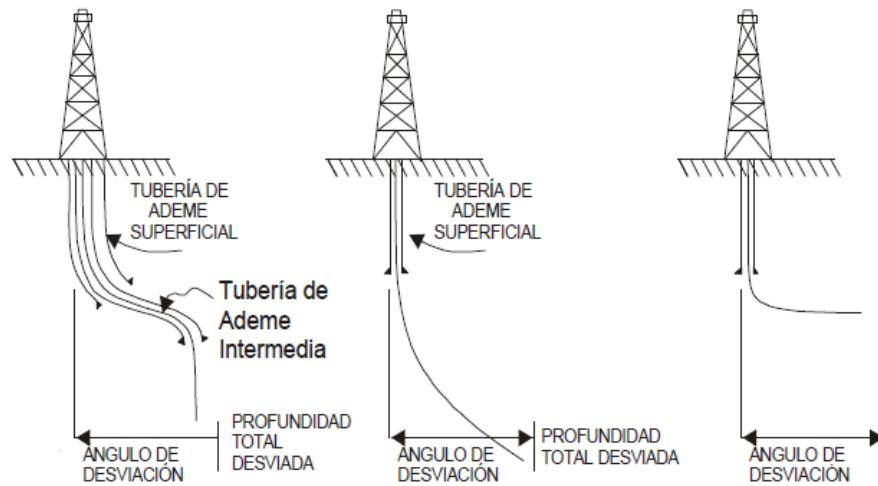


Figura 1.1 Tipos de pozos direccionales

Fuente: (González Macas, Jara Holguín & Ramírez Peña, 2010)

1.1.1 Pozo Direccional Tipo "J"

Son pozos que constan de una sección vertical hasta el KOP, seguido de una sección de construcción de ángulo y de una sección tangente hasta el objetivo. Existen variaciones de pozos tipo "J", de corto y largo alcance respectivamente y el "J" modificado ⁽³⁾. Diseñados para un desplazamiento horizontal varía entre 2000 y 4000 ft.

³ (Moreno Piña) "Análisis y Selección de ensamblajes de fondo", 2008.

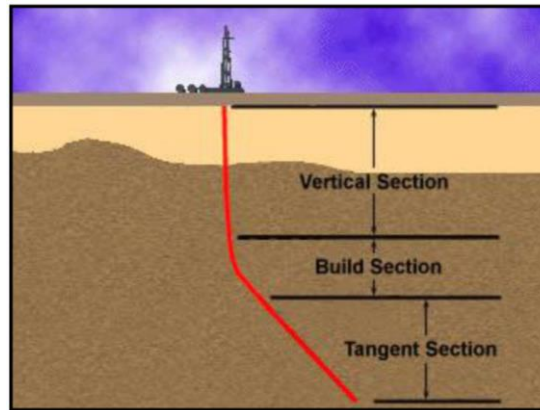


Figura 1.2 Pozo tipo "J"

Fuente: Schlumberger, Drilling & Measurements Manual 2012

Pozo tipo "J" Modificado

Éste tipo de pozo mantiene el mismo perfil que el pozo tipo "J" y tiene una caída natural al final orientada hacia el objetivo, dado el buzamiento de la formación por dificultades para construir ángulo.

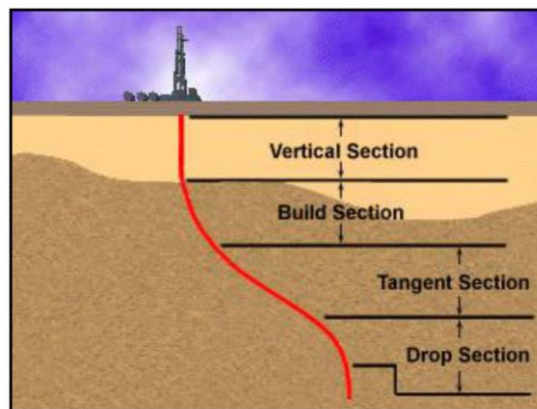


Figura 1.3: Pozo tipo "J" modificado

Fuente: Schlumberger, Drilling & Measurements Manual 2012

1.1.2 Pozo direccional tipo “S”

Son pozos que constan de las siguientes secciones: sección vertical hasta el KOP, sección de construcción de ángulo, sección de mantenimiento de tangente y sección de caída de ángulo hasta el target⁴ bajo superficie ⁽⁵⁾. Son diseñados para desplazamientos horizontales entre 800 y 2000 ft.

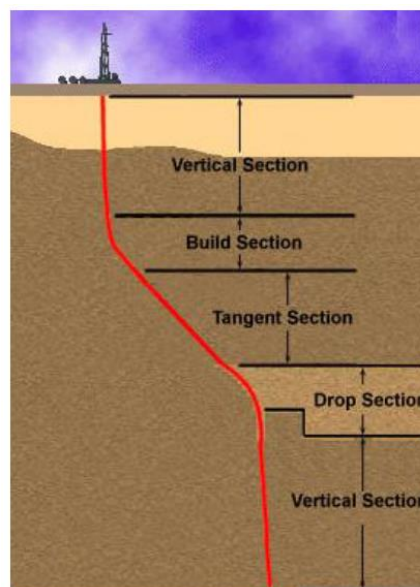


Figura 1.4: Pozo tipo “S”

Fuente: Schlumberger, Drilling & Measurements Manual 2012

Pozo tipo “S” Modificado

Posee las mismas secciones que el pozo tipo “S” y una sección de mantenimiento de ángulo posterior a la sección de caída.

⁴ Target: Coordenadas del objetivo en el yacimiento.

⁵ (Moreno Piña) “Análisis y Selección de ensamblajes de fondo”, 2008.

1.1.3 Pozo Horizontal

Éste tipo de pozos cuenta con cinco secciones bien definidas, sección vertical hasta KOP, sección de construcción de ángulo, sección de mantenimiento de la tangente, sección de construcción de ángulo y sección horizontal ⁽⁶⁾.

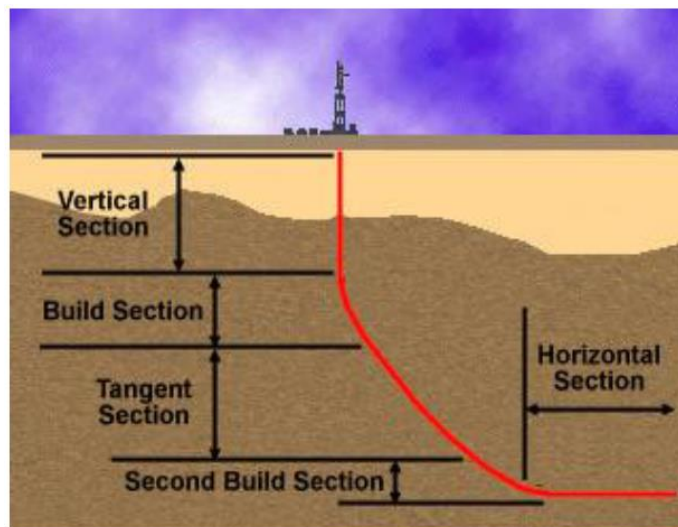


Figura 1.5: Pozo Horizontal

Fuente: Schlumberger, Drilling & Measurements Manual 2012

Se considera a un pozo horizontal cuando el ángulo respecto a la vertical es superior a los 80 grados. La sección horizontal se la usa para disponer un una mayor área de drenaje en el yacimiento.

⁶ (Moreno Piña) "Análisis y Selección de ensamblajes de fondo", 2008.

1.2 BROCAS

Las brocas o barrenas son la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de toda sarta de perforación cuyo objetivo es triturar la roca ⁽⁷⁾.

1.2.1 Tipos y selección de brocas

Existen 3 tipos de barrenas las cuales se diferencian por su sistema de corte, las tricónicas, cuyo mecanismo de corte es la molienda; las brocas PDC, que cizallan la roca en capas o planos y las brocas híbridas que juntan ambos mecanismos. Son seleccionadas de acuerdo a la litología a perforar.

Brocas Tricónicas

Poseen 3 conos que giran sobre sus ejes con dientes fresados o insertos de carburo de tungsteno.

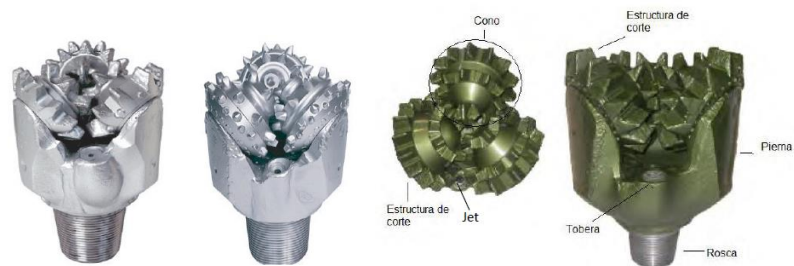


Figura 1.6: Brocas tricónicas de dientes y de insertos

Fuente: Drill Bits Catalog, Schlumberger 2013

⁷ (Calispa Mantilla & Villegas Vélez), 2013

Brocas PDC

Barrenas de diamante sintético policristalino compacto, cuya matriz es sólida y posee cortadores fijos; por sus ventajas hidráulicas es la broca más usada a nivel mundial. Posee un mecanismo de corte que cizalla la roca en planos ⁽⁸⁾.

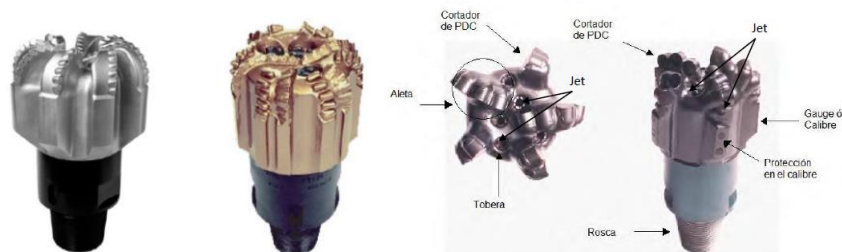


Figura 1.7: Brocas PDC

Fuente: Drill Bits Catalog, Schlumberger 2013

Brocas Híbridas

Brocas compuestas de conos y matriz sólida con cortadores de diamantes o PDC, junta ambos mecanismos de corte de roca.

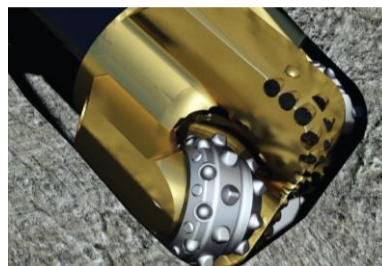


Figura 1.8: Broca Híbrida, Kymera

Fuente: Hughes Christensen Drill Bits Catalog, 2013

⁸ (González Macas, Jara Holguín & Ramírez Peña), 2010

Selección de brocas

Para la selección de las brocas adecuadas se deben tomar en cuenta parámetros como: el cálculo de hidráulicas, las propiedades del fluido a usarse, la prognosis litológica de las formaciones a atravesar, rendimiento en pozos vecinos.

Para ello se requiere conocer la clasificación IADC⁹ de las barrenas.

Tabla I: Código IADC para brocas tricónicas ⁽¹⁰⁾

1er Carácter		2o Carácter	3er Carácter							
SERIE	FORMACIONES	DUREZA	CATEGORIAS							
DIENTES	1	Blandas	1 Suave	1. Cojinete de rodillo estándar no sellado	2. Cojinete de rodillo enfriado con aire	3. Cojinete de rodillo con calibre protegido	4. Cojinete de rodillo sellado	5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido	6. Cojinete de fricción sellado	7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	2	Medias	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	3	Duras	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
INSERTOS	4	Muy Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	5	Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	6	Media	1 Suave							
7	Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								
8	Muy Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								

⁹ IADC: Asociación Internacional de Contratistas de Perforación

¹⁰ (González Macas, Jara Holguín & Ramírez Peña), 2010

Tabla II: Código IADC para brocas PDC ⁽¹¹⁾

1er Caracter		2o Caracter	3er Caracter			4o Caracter			
CUERPO		FORMACIÓN	TAMAÑO			PERFIL			
"N" MATRIZ	"S" ACERO	1 Muy blanda	2	PDC, 19 milímetros	1. Perfil Plano	2. Perfil Parabólico Corto	3. Perfil Parabólico Medio	4. Perfil Parabólico Largo	
			3	PDC, 13 milímetros					
			4	PDC, 8 milímetros					
		2 Blanda	2	PDC, 19 milímetros					
			3	PDC, 13 milímetros					
			4	PDC, 8 milímetros					
		3 Blanda a media	2	PDC, 19 milímetros					
			3	PDC, 13 milímetros					
			4	PDC, 8 milímetros					
		4 Media	2	PDC, 19 milímetros					
			3	PDC, 13 milímetros					
			4	PDC, 8 milímetros					
		5 Medianamente dura	1	Diamante natural					
			2	TSP					
			3	Combinación					
		6 Dura	1	Diamante natural					
			2	TSP					
			3	Combinación					
		7 Extremadamente dura	1	Diamante Natural					
			4	Impregnada de diamante					

1.2.2 Factores que influyen en el desempeño de las brocas

Parámetros tales como el torque, WOB, RPM, el caudal, la corrida de buenas hidráulicas así como la litología a atravesar debido a todas las propiedades de la roca, tipo de pozo, ángulo de desviación del pozo así como buzamiento de los estratos.

Las propiedades de la roca pueden que pueden influir en el desempeño de las broca son la plasticidad, la dureza, elasticidad, abrasividad, presión de poro, porosidad, presión de sobre carga, entre otras ⁽¹²⁾.

¹¹ (González Macas, Jara Holguín & Ramírez Peña), 2010

¹² (Calipsa Mantilla & Villegas Vélez), 2013

1.3 Ensamblajes de fondo

El ensamblaje de fondo, conocido en sus siglas en inglés como BHA, es la primera sección de la sarta de perforación¹³, y está compuesto por broca, barras de perforación (Drill Collars), tubería pesada (Heavy Weight Drill Pipe), estabilizadores y accesorios, tales como martillos de perforación, motores de desplazamiento positivo, herramientas direccionales como bent sub, LWD (opcional), MWD; los cuales sirven para direccionar el pozo, mantener la estabilidad del mismo y toda la sarta rígida y centralizada⁽¹⁴⁾.













Item	#	Component
	12	Drill pipe
	11	HWDP x 3
	10	Jar
	9	HWDP x 11
	8	Drill collar x 3
	7	Sub - X/O
	6	Drill collar x 2
	5	NM Sub - orienting
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 1.9: Ensamblaje de Fondo

Fuente: Baker Hughes INTEQ, 2009

¹³ Sarta de Perforación: Conjunto de tuberías de perforación acoplada al BHA de fondo y necesaria para transmitir el torque desde superficie hasta el fondo del pozo, para ser perforado.

¹⁴ HERIOT WAT University, "Drilling Engineering". Institute of Petroleum Engineering (2005), 105.

1.3.1 Principales componentes en un ensamblaje de fondo

Existen muchas configuraciones de BHAs usados para perforar las diferentes secciones de un pozo; generalmente se las usa con un motor de fondo, que le da la rotación a la broca y permite penetrar en la roca. Dentro de esas configuraciones podemos encontrar:

Broca: Primer elemento de un BHA de perforación y su función es de triturar la roca. Para perforar un pozo se usan brocas tricónicas para formaciones poco consolidadas y formaciones de alta granulometría; de tipo PDC para perforar formaciones duras y arcillosas.

Lastrabarrenas (Drill Collar): Son tubos de acero los cuales tienen un mayor diámetro externo y menor diámetro interno que las tuberías de perforación (drill collar: 9" OD x 2 13/16" ID; drill pipe: 5" OD x 4.276" ID), que van colocados encima de las brocas proporcionando peso, rigidez, manteniendo la sarta de perforación en tensión para evitar el pandeo, sirviendo de apoyo y de estabilizador de la broca y la suficiente carga axial para penetrar la roca ⁽¹⁵⁾.

Existen lastrabarrenas lisos, generalmente antimagnéticos, y espirales, que reducen peso y ayudan en casos de pega diferencial.

¹⁵ HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", Institute of Petroleum Engineering (2005), 12.



Figura 1.10: Lastrabarrena liso y espiral
Fuente: Tubulars and Tubular Services, Drilco. 2008

Tubería de Perforación Pesada (Heavy Weight Drill Pipe): tuberías con un mayor espesor de pared que la tubería de perforación, además de tener menor rigidez que los lastrabarrenas y ser de menor diámetro, son usados para aumentar la tasa de penetración con un torque reducido. Es un componente intermedio entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación para evitar cambios de rigidez entre las partes de la sarta de perforación debido a las fallas por la flexión cíclica durante el trabajo de la misma ⁽¹⁶⁾.



Figura 1.11: Heavy Weight Drill Pipe
Fuente: Tubulars and Tubular Services, Drilco.

¹⁶ (Moreno Piña), 2008. 44 & HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", Drill String, 13.

Estabilizadores: Consisten en tuberías de corto diámetro que poseen paletas en su cara externa alrededor de su radio, las mismas que sirven para brindar estabilidad y firmeza a los BHAs, evitando el contacto con la pared del pozo lo que a su vez disminuye el riesgo de pega diferencial, y ayudando al control de la dirección del pozo, dando soporte en puntos de apoyo dependiendo la configuración del ensamblaje usado, sea para construir, mantener o tumbar ángulo ⁽¹⁷⁾.

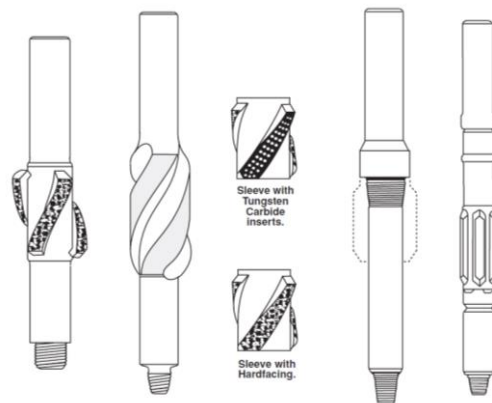


Figura 1.12: Estabilizadores

Fuente: Drilling Engineering, Heriot Watt University, Stabilisers.

Sustituto Flotador (Float Sub): Son intercambiadores de diámetro de rosca, con configuración caja-pin ubicado sobre el motor de fondo

Sustituto de Broca (Bit Sub): Es un tubo de configuración de rosca caja-caja que va ubicado sobre la broca cuando no se usa estabilizador,

¹⁷ HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", Institute of Petroleum Engineering, 16.

sirviendo de conexión entre la barrera y el lastrabarrena, o en ocasiones usado para colocar la válvula flotadora ⁽¹⁸⁾.

Válvula Flotadora (Float Valve): Es la válvula check que impide el retorno del fluido de perforación hacia dentro del BHA, evitando así el daño de las herramientas de medición direccionales como MWD/LWD.

Herramienta Desviadora (Bent Housing): En ocasiones llamada AKO (Adjustable Kick Off), es una herramienta que es parte del motor de fondo y posee un ángulo ajustable que varía entre 1° hasta 3°, el mismo que sirve para dar dirección al pozo ⁽¹⁹⁾.

Sustituto de Orientación (Orienting Sub): Herramienta de orientación o UBHO (Universal Bottom Hole Orientation), es una herramienta recta que se usa para asentar el Gyro²⁰ y medir la orientación del pozo en presencia de interferencia magnética.

¹⁸ (Moreno Piña, 2008). Análisis y Selección de Ensamblajes de fondo convencionales y rotatorios para la perforación de pozos en el bloque 15, pag. 44

¹⁹ HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", Institute of Petroleum Engineering, 17.

²⁰ Gyro: Giroscopio o herramienta de medición de la orientación de los pozos, bajo la interferencia magnética.

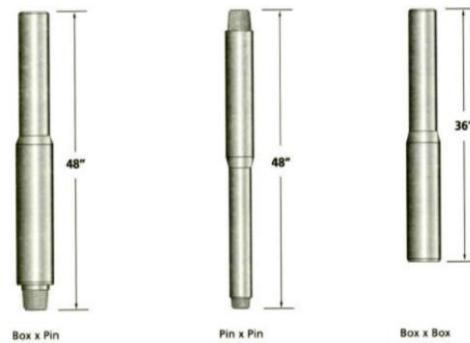


Figura 1.13: Sustitutos de combinación de roscas
Fuente: La Sarta de Perforación, IPM – Schlumberger

Medición/Registros mientras se perfora (MWD/LWD): Son herramientas de medición instantáneas mientras se perfora que funcionan bajo un sistema de telemetría y son usados para saber las coordenadas de subsuelo del pozo, lo que permite el control direccional del mismo para seguir la trayectoria planificada (MWD), mientras que el LWD toma registros eléctricos del pozo mientras se atraviesan las formaciones de interés cuando se perfora ⁽²¹⁾.

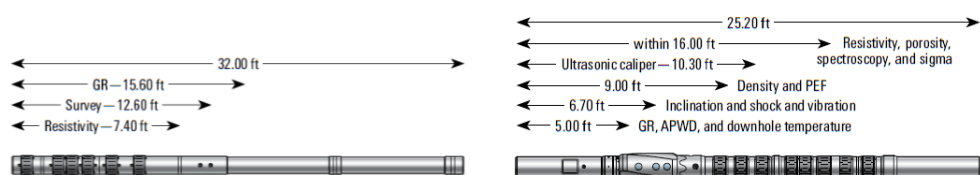


Figura 1.14: Plataforma MWD Impulse & LWD múltiple EcoScope
Fuente: Drilling Quick Reference Guide 2013, Schlumberger

²¹ (Moreno Piña, 2008). Análisis y Selección de Ensamblajes de fondo convencionales y rotatorios para la perforación de pozos en el bloque 15, pag. 47

Motor de Desplazamiento Positivo: Motor de fondo convencional compuesto por un rotor de acero y un estator de goma que se usa para transmitir la potencia hidráulica del fluido de perforación que atraviesa sus estructura helicoidal para general rotación y transmitirlo a la barrena, dependiendo de su factor de motor y su número de excentricidades tendremos las RPM en función del galonaje.



Figura 1.15: Motor de fondo convencional Power PackHT
Fuente: Drilling Quick Reference Guide 2013, Schlumberger

Martillo Hidráulico: Herramienta usada para para golpear hacia abajo y/o hacia arriba la sarta de perforación en caso de pega mecánica o diferencial, y son usados en pozos desviados generalmente.



Figura 1.16: Martillo hidráulico
Fuente: Drilling Quick Reference Guide 2013, Schlumberger

FUNCIONAMIENTO DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO ⁽²²⁾

El ensamblaje de fondo realiza sus funciones de perforación mediante 2 movimientos: deslizando y rotando.

El trabajo de deslizamiento de la sarta de perforación es realizada sólo por el motor de fondo, dado el fluido que pasa por las excentricidades del mismo generando y transmitiendo torque a la broca.

El trabajo de rotación de la sarta de tubería es la suma del torque generado por el motor de fondo y el torque transmitido por el top drive a la sarta de perforación desde superficie.

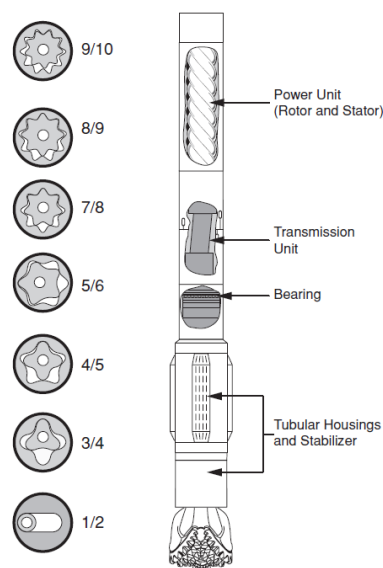


Figura 1.17: Trabajo del motor de fondo
Fuente: Drilling Engineering, Heriot Watt University

²² BOURGOYNE Adam, "Applied Drilling Engineering", SPE Text Books, 351.

En ésta fase de rotación, se utilizan 3 tipos de ensamblajes de fondo para direccionar toda la sarta de perforación a lo largo de la trayectoria definida, dependiendo las necesidades de construir, tumbar o mantener la inclinación de la misma:

BHA para construcción (Fulcrum): Conocido como pivote, utiliza un arreglo de estabilizadores para construir ángulo, mediante el control de la fuerza lateral positiva; generalmente se usan estabilizadores muy cercanos a la broca y un peso sobre la broca alto, para obligar a la construcción del ángulo ⁽²³⁾.

BHA Empaquetado (Packed): También llamado ajustado, se usa para mantener una sección de ángulo tangente, mediante la distribución uniforme de estabilizadores, los cuales mantienen la rigidez del BHA y permiten mantener la trayectoria.

BHA para tumbado (Pendulum): También llamado BHA pendular y es usado para tumbar ángulo mediante el uso de estabilizadores alejados a la broca; lo que permite el decrecimiento del ángulo debido a la fuerza gravitacional del peso del propio ensamblaje de fondo ⁽²⁴⁾.

²³ (Moreno Piña, 2008). Análisis y Selección de Ensamblajes de fondo convencionales y rotatorios para la perforación de pozos en el bloque 15, pag. 50

²⁴ HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", 7. Drilling String Design, 19

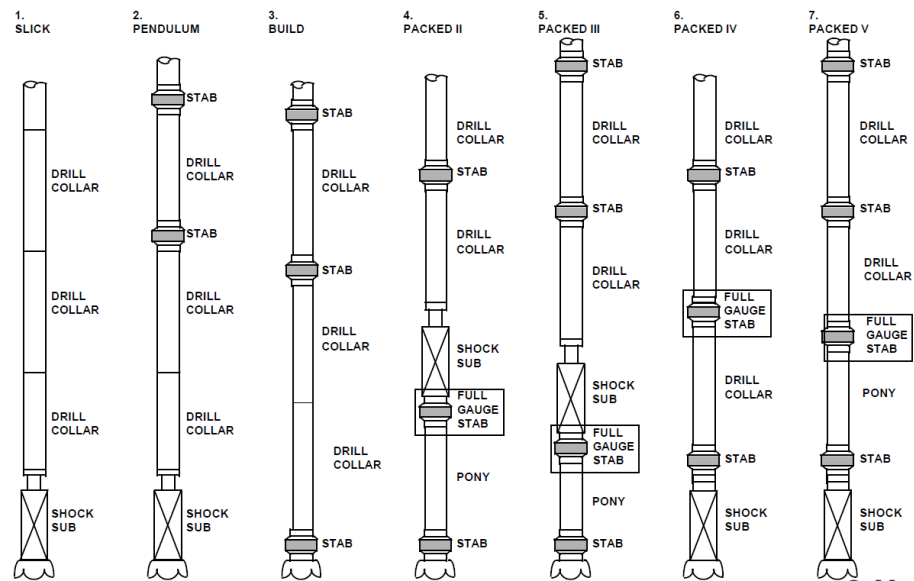


Figura 1.18: Tipos de ensamblajes de fondo (BHA)

Fuente: Diseño y Selección de Sarta de Perforación y BHA, IPM SLB

1.4 Fluidos de Perforación ⁽²⁵⁾

El fluido o lodo es un componente crítico dentro del proceso de perforación, cuyas funciones primordiales son remover los cortes del fondo del pozo hacia superficie y controlar la presión de la formación. El lodo puede ser base aceite o agua, y es una mezcla de sustancias químicas que le dan propiedades al fluido para que cumpla su función.

El lodo de perforación debe cumplir ciertas características de no toxicidad, no corrosivo, ni inflamable, debe ser inerte a todos los agentes

²⁵ HERIOT WATT University, "Drilling Engineering", 9. Drilling Fluids, 3-7

contaminantes como sales solubles que serán adheridas al sistema durante el proceso de perforación.

Las principales propiedades estimadas para describir el lodo de perforación son: el peso del lodo, la viscosidad plástica, el punto cedente, los esfuerzos de gel y el filtrado ⁽²⁶⁾.

- **Densidad:** Se mide en lb/gal, y es la relación más importante debido a que con la densidad se controla un pozo, manteniendo la presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación.
- **Punto Cedente:** es el que indica una atracción de las partículas de lodo entre sí mientras éste fluye, lo que lo hace importante para el acarreo de recortes a superficie, y se expresa en lb/100².
- **Viscosidad Plástica:** es la resistencia del lodo a fluir, y es importante para el acarreo de los cortes a superficie; viene expresada en centipoises.
- **Esfuerzos de gel:** Son importantes para mantener los cortes en suspensión al estar estático el fluido dentro del pozo, formando una

²⁶ (Estacio Vargas, 2012), Diseño del Programa de brocas para perforar el pozo Oso X en el bloque 7.

especie de gel (tixotropía²⁷), su unidad de medida es lbs/100². Se los determina en el viscosímetro Fann.

- **Filtrado:** Se mide para controlar la pérdida de fracciones líquidas del lodo en las formaciones, lo que evita la deshidratación del lodo, se expresa en ml/ 30 min.

1.4.1 Funciones del fluido de perforación ⁽²⁸⁾

Remover los cortes del fondo del pozo: Principal función del lodo que debe remover continuamente los cortes generados hacia la superficie para que no disminuya la eficiencia de la sarta. Para ello el lodo debe ser diseñado para:

- Transportar los cortes a superficie mientras circula.
- Suspender los cortes mientras no se está circulando.
- Expulsar los cortes en suspensión en la superficie.

Prevenir el influjo de fluidos de la formación hacia el pozo: La presión hidrostática ejercida por la columna de lodo debe ser suficientemente mayor que la presión de formación para prevenir el influjo de cualquier fluido dentro del pozo, pero no exceder la presión de fractura, lo que ocasionará pérdidas de circulación.

²⁷ Tixotropía: Propiedad de los fluidos para mantener en suspensión partículas sólidas en reposo.

²⁸ Bourgoyne Adam, "Applied Drilling Engineering" SPE Text Books 1991, Drilling Fluids, 42 - 45

Mantener la estabilidad del hueco: Predecir problemas que pueden ocurrir en formaciones como arcillas inestables, zonas de alta permeabilidad, zonas sobre presurizadas, evitando así pérdidas de circulación, hinchamiento de arcillas, y derrumbes.

Enfriar y lubricar la broca y herramientas del BHA: La circulación del fluido enfriará la parte baja de la broca y los elementos del BHA, debido al calor producido por la broca al friccionar contra la formación generando así altas temperaturas, y además ayudando a lubricar en el proceso de corte.

Transmitir potencia hidráulica a la broca: Mediante el paso del fluido a través del motor, generando y transmitiendo torque necesario para triturar o cizallar la roca.

Tabla III: Funciones del lodo & Propiedades físico-químicas

Función del Lodo	Propiedades Físico - Químicas
Transportar los cortes del fondo del pozo a superficie	Punto cedente, viscosidad aparente, velocidad, esfuerzos de gel
Prevenir el influjo de fluidos de la formación al pozo	Densidad del lodo
Mantener la estabilidad del pozo	Densidad, Reactividad a las arcillas
Enfriar y lubricar la broca	Densidad y velocidad
Transmitir potencia hidráulica a la broca	Velocidad, densidad y viscosidad.

Fuente: Drilling Fluids, Heriot Watt University

1.5 Hidráulicas de Perforación

Las hidráulicas perforación son una serie de cálculos basados en ecuaciones de flujo a través de los componentes de la sarta y del hoyo; en la actualidad dichas hidráulicas son corridas en software de empresas de servicio petroleros; las cuales son orientadas a determinar parámetros como las pérdidas de presión a lo largo del sistema de circulación con el objetivo de optimizarlas, maximizando de ésta forma la tasa de penetración por medio de la limpieza de los recortes frente a la broca en el fondo del hoyo; logrando así maximizar el tiempo de vida de la barrena a través del adecuado enfriamiento.

Ésta limpieza de recortes se da gracias al flujo del lodo a través de las boquillas (nozzle jets²⁹) de las brocas, en donde la alta presión y baja velocidad del fluido dentro de la sarta se transforma en un fluido de menor presión y alta velocidad a la salida de los jets por el estrangulamiento, con el objetivo de limpiar de la manera más eficiente, mediante el cálculo del óptimo diámetro de las boquillas ⁽³⁰⁾.

Así mismo, el diseño apropiado de la hidráulica de la barrena permite la selección de la óptima tasa de flujo o caudal, maximizando a su vez

²⁹ Boquilla o nozzle jet: son los agujeros por los cuales sale el lodo de perforación a presión.

³⁰ (Estacio Vargas, 2012), Diseño del Programa de brocas para perforar el pozo Oso en el bloque 7, 74.

parámetros como potencia hidráulica de la broca, fuerza de impacto, y velocidad de los jets.

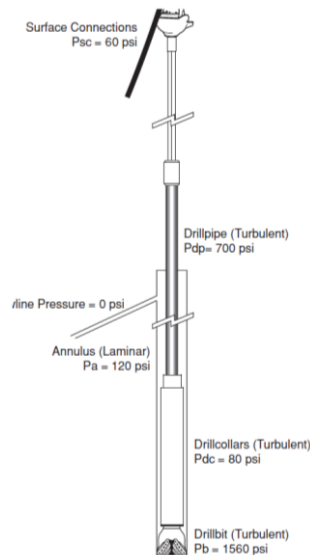


Figura 1.19: Caídas de presión en el ensamblaje de fondo (BHA)

Fuente: Drilling Hydraulics, Drilling Engineering Heriot Watt U.

1.5.1 Densidad del lodo

La densidad del lodo de perforación es uno de los principales parámetros para perforar y para el cálculo de las hidráulicas; en donde la densidad del lodo va a ir aumentando a medida que profundizamos en la perforación con el objetivo de controlar la presión de formación. Ésta es determinada por el gradiente de fractura mediante las pruebas de Leak Off Test³¹ en cada sección.

³¹ Leak Off Test: Prueba para determinar el esfuerzo de fractura de una formación a hueco abierto.

1.5.2 Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

El ECD es la presión de circulación en el fondo del pozo, que a su vez es la suma de la presión de la columna hidrostática de lodo más la presión necesaria para hacer circular el lodo por el espacio anular hasta superficie; siendo así ésta la presión que realmente soporta la formación cuando el fluido está en movimiento, cuya ecuación empírica para lodos entre 9 y 13 LPG.

$$ECD = \text{Densidad del lodo} + \frac{\text{punto cedente} \times 0.1}{\text{Diámetro hoyo} - OD \text{ tubería}} \quad (1)$$

1.5.3 Máxima potencia hidráulica (MPH)

La máxima potencia hidráulica en la barrena (caballaje hidráulico) es útil porque crea un fluido turbulento a la salida de los jets en el lodo debido a que el lodo viaja muy rápido, y es necesaria para una ROP máxima al tener una mayor limpieza en el fondo del pozo gastando la máxima energía en la broca.

La máxima potencia hidráulica en la barrena se obtiene a un caudal de circulación que produzca pérdidas por fricción de 35% en el sistema de circulación y que la caída de presión restante, en otras palabras el 65% sea en la barrena. Para optimizar la máxima potencia hidráulica se varía el tamaño de los jets y la velocidad de bomba ⁽³²⁾.

³² (Calispa Mantilla & Villegas Velez), 2013

La máxima potencia hidráulica es usada para atravesar formaciones duras, con menores caudales, mayor presión en superficie y menores tamaños de boquillas.

La potencia hidráulica se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$HHP\ broca = \frac{Q\ circulación\ (gpm) \times\ caída\ presión\ en\ la\ broca}{1714} \quad (2)$$

$$HHP\ total = \frac{Q\ circulación\ (gpm) \times\ presión\ de\ circulación\ total}{1714} \quad (3)$$

Donde la caída de presión en la broca está dada por:

$$CPM = \frac{Q\ circulación^2 \times\ Densidad\ del\ lodo\ (lpg)}{10863.1 \times\ área\ total\ de\ los\ jets^2} \quad (4)$$

$$At = \frac{Q}{2.69 \left[\frac{1238.5 \times C \times P}{\rho} \right]^2} \quad (5)$$

Donde:

At = Área total óptima de los jets, en plg²

Q= caudal de circulación, gpm.

P= presión en la tubería, psi.

ρ = densidad del lodo, lpg.

C = constante, 0.65 para máximo HHP, 0.48 para máxima fuerza de impacto y 0.59 para HHP e intención de impacto.

1.5.4 Máximo Impacto Hidráulico (MPI)

El máximo impacto hidráulico es la máxima fuerza de impacto del fluido contra la formación, con ello los cortes son removidos más eficientemente. Teniendo así que el máximo impacto hidráulico se obtiene a una tasa de circulación donde sea producida una pérdida por fricción de 52% en el sistema de circulación y una caída de presión en la mecha de 48%; siendo éste factor función del caudal, caída de presión y peso de lodo ⁽³³⁾.

El máximo impacto hidráulico es usado para formaciones blandas y semi blandas, a altos caudales de bombeo, con menores presiones en superficie y mayores tamaños de boquillas.

1.5.5 Área total de flujo (TFA)

El TFA de las barrenas es la suma del área circular de todos los jets o boquillas de la broca, teniendo así que el lodo al pasar por los jets aumenta su velocidad y disminuye su presión.

La velocidad de chorros/TFA (ft/s) se calcula mediante:

$$V. \text{chorro} = \frac{0.32 \times Q \text{ circulación (gpm)}}{TFA} \quad (6)$$

³³ (Calispa Mantilla y Villegas Velez), 2013

Tabla IV: Área total de flujo (TFA)

TOTAL FLOW AREA (TFA) OF STANDARD NOZZLES (square inches)									
NOZZLE SIZE (IN.)	NUMBER OF NOZZLES								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
7/32	0.038	0.075	0.113	0.150	0.188	0.225	0.263	0.301	0.338
8/32	0.049	0.098	0.147	0.196	0.245	0.295	0.344	0.393	0.442
9/32	0.062	0.124	0.186	0.249	0.311	0.373	0.435	0.497	0.559
10/32	0.077	0.153	0.230	0.307	0.383	0.460	0.537	0.614	0.690
11/32	0.093	0.186	0.278	0.371	0.464	0.557	0.650	0.742	0.835
12/32	0.110	0.221	0.331	0.442	0.552	0.663	0.773	0.884	0.994
13/32	0.130	0.259	0.389	0.518	0.648	0.778	0.907	1.037	1.167
14/32	0.150	0.301	0.451	0.601	0.752	0.902	1.052	1.203	1.353
15/32	0.173	0.345	0.518	0.690	0.863	1.035	1.208	1.381	1.553
16/32	0.196	0.393	0.589	0.785	0.982	1.178	1.374	1.571	1.767
18/32	0.249	0.497	0.746	0.994	1.243	1.491	1.740	1.988	2.237
20/32	0.307	0.614	0.920	1.227	1.534	1.841	2.148	2.454	2.761
22/32	0.371	0.742	1.114	1.485	1.856	2.227	2.599	2.970	3.341
24/32	0.442	0.884	1.325	1.767	2.209	2.651	3.093	3.534	3.976
26/32	0.519	1.037	1.556	2.074	2.593	3.111	3.630	4.148	4.667
28/32	0.601	1.203	1.804	2.405	3.007	3.608	4.209	4.811	5.412

Fuente: Smith Bits, Schlumberger, 2013

1.5.6 Índice de limpieza (HSI)

Conocido como caballaje hidráulico por pulgada cuadrada en el fondo del pozo, es un índice de medida de la fuerza hidráulica que consume la barrena en función de la caída de presión de la barrena, su diámetro y el caudal de la bomba de lodos; siendo éste un factor indispensable para maximizar la ROP, siendo la energía que se necesita en la broca para transportar los ripios desde el fondo del pozo en la cara de la broca al anular ⁽³⁴⁾.

La ecuación usada para el cálculo del HSI es:

$$\frac{HHP}{plg^2} = \frac{\text{caballaje hidráulico en la broca (HHP)}}{0.7854 \times \text{Diámetro de broca}^2} \quad (7)$$

³⁴ (Calispa Mantilla y Villegas Velez), 2013. 47

Con el fin de lograr que la caída de presión en la broca a un determinado caudal sea óptima, 65%; el porcentaje de caballaje hidráulico total proporcionado en la mecha, siendo el rango óptimo entre 50 y 65% se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$HHP \text{ broca } (\%) = \frac{\text{caída de presión en la broca} \times 100}{\text{presión total de circulación}} \quad (8) \quad (35)$$

Optimización de las Hidráulicas de perforación en los pozos

Para optimizar las hidráulicas de perforación en los pozos se debe definir el óptimo diámetro de las boquillas y los parámetros tanto como la tasa de flujo y velocidad del fluido, hasta parámetros de densidad, viscosidad y geometría tanto del hoyo como de la sarta de perforación; dando lugar así a la máxima potencia hidráulica a la salida de los jets.

Si se aumenta el caudal de flujo, se incrementarán las caídas de presión en el sistema de circulación, lo que hace que la potencia destinada a mover todo el sistema aumente en todo el circuito y no la potencia hidráulica de las brocas, lo que implica que esto solo se logra a través de la optimización del diámetro de las toberas.

³⁵ Ecuaciones (1) a la (8): NORTON J. Lapeyrouse, "Todas las fórmulas que se necesitan para resolver problemas de perforación y producción", 136 – 148.

A su vez, se debe establecer el caudal de circulación óptimo, ya que una tasa excesiva puede provocar derrumbes, aumento de la densidad equivalente de circulación, erosión de agujeros; a su vez un caudal bajo ocasiona la falta de limpieza del hoyo, acumulación excesiva de ripios por precipitación y embolamiento de la mecha. Siempre tomando en cuenta y diseñando nuestros parámetros para que la pérdida de presión por fricción sea dirigida hacia la broca con un 65%.

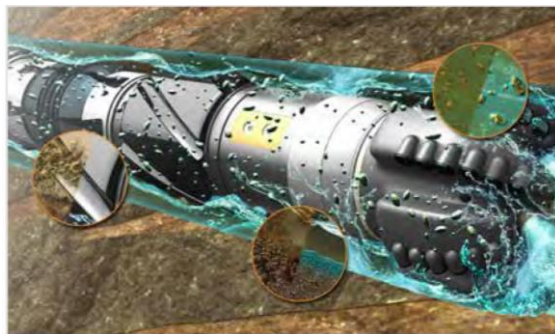


Figura 1.20: Optimización de hidráulicas

Fuente: Drilling Fluid Systems & Products, Mi-Swaco, SLB.

1.6 Parámetros de Perforación ⁽³⁶⁾

Los parámetros de perforación, son valores medibles durante todo el proceso, los mismos que me van a permitir el avance de la perforación, de acuerdo a la formación que se está atravesando; el adecuado uso de éstas variables en conjunto, hacen que se obtenga un buen desempeño del proceso.

³⁶ (Calispa Mantilla & Villegas Velez, 2013) – HERIOT WATT University, “Drilling Engineering”, 6 – 498.

1.6.1 Peso sobre la broca (WOB)

Es el valor en libras fuerza que soporta la broca y se usa dejando soportar a la broca el peso de la sarta que lo superpone de manera progresiva y dependiendo el requerimiento de la trayectoria.

Al utilizar un BHA fulcrum se debe aumentar el WOB para que exista una mayor tasa de penetración y se logre la construcción del ángulo; mientras que en un BHA pendular se requerirá menor WOB (menor tasa de penetración) para lograr tumbar el ángulo. Además se requerirá más peso a medida que se desgaste la estructura de corte de la barrena con el fin de mantener una tasa de penetración constante.

1.6.2 Velocidad de rotación de la sarta de tubería (RPM)

Es el número de revoluciones por minuto que se le aplica en superficie por medio del top drive a la sarta de perforación.

La velocidad de rotación en fondo, es la suma de las revoluciones por minuto dadas en superficie a toda la sarta sumada a las vueltas que en un minuto da el motor de fondo y transmite a la broca dependiendo el factor del motor de desplazamiento positivo.

Para construir ángulo se aplica menos RPM y tasas de bombeo sobre todo en formaciones suaves; y para tumbar ángulo se incrementan las RPM y la presión de bomba. De manera general evitar altas RPM en formaciones abrasivas y muy duras, conservando así la broca y manteniendo una buena tasa de penetración.

1.6.3 Velocidad de Penetración (ROP)

Es la relación de los pies de formación perforados en una hora y se lo expresa en ft/hr; ésta velocidad o tasa de penetración es manejada a conveniencia de tiempos y depende de las características de la formación y es función de los demás parámetros tales como WOB, GPM, RPM.

1.6.4 Torque (T)

Es la fuerza necesaria para hacer girar a un cuerpo en torno a un eje, medida en libras fuerza por pie y se da al momento que la barrena toca la formación y fricciona al girar para cortar. El torque de rotación indica lo que le sucede a la broca al momento de perforar; siendo así un alto torque en una broca PDC y una baja ROP implica que la el BHA está generando dicho torque.

Un bajo torque y una baja ROP indican que la broca patina y puede estar embolada, así como un alto torque y alto ROP implica que se está avanzando en la formación.

1.6.5 Caudal o Galonaje por Minuto (GPM)

Son los galones por minuto de fluido de perforación que son bombeados hacia la sarta de perforación, y depende de la capacidad de las bombas; el GPM se ajusta dependiendo la limpieza del hoyo y de la broca que se requiera; siendo en general altos GPM para mejorar la limpieza de los cortes aumentando la energía hidráulica de las mechas; sin embargo se debe establecer el valor idóneo de GPM debido a que si es excesivo se puede lavar la formación, y crear cavernas no deseadas.

CAPÍTULO 2

2 DISEÑO DEL POZO DIRECCIONAL

El pozo ANMA XD que será perforado en la plataforma ESP01, es un pozo de desarrollo con el cual se pretende incrementar la producción y mantener la actual tasa de declinación del campo ESPOL.

Es el segundo pozo de ésta plataforma a perforarse durante ésta campaña. Se ha planificado un pozo direccional tipo “J” modificado, cuyo objetivo principal es alcanzar la Formación “T” Inferior a 9714’ TVD (Objetivo primario), con un hoyo de 8^{1/2}”.

2.1 Objetivo Geológico en el campo ESPOL

El pozo ANMA XD tiene como objetivo principal el tope de la arenisca T Inferior, con las siguientes coordenadas:

Tabla V: Tabla de coordenadas del pozo ANMA XD

Coordenadas de Superficie:	Coordenadas Objetivo (Tope Arena T Inferior)
Latitud: 23' 280°.942"S	Latitude: 0° 22' 49.537"S
Longitud: 76° 50' 44.157"W	Longitude: 76° 50' 37.647"W
UTM(E): 294591.94 m	UTM(E): 294793.00 m
UTM(N): 9956718.47 m	UTM(N): 9957929.00 m

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)



Figura 2.1: Mapa Ubicación Geográfica Campo ESPOL

Fuente: Google Maps, Satélite (2014)

Dada las secciones sísmicas localizadas de la plataforma se puede obtener la ubicación estructural del pozo Anma XD y de ésta manera correlacionar con el primer pozo perforado de ésta la plataforma ESP01 para obtener la prognosis litológica a encontrarse en el pozo a perforar.

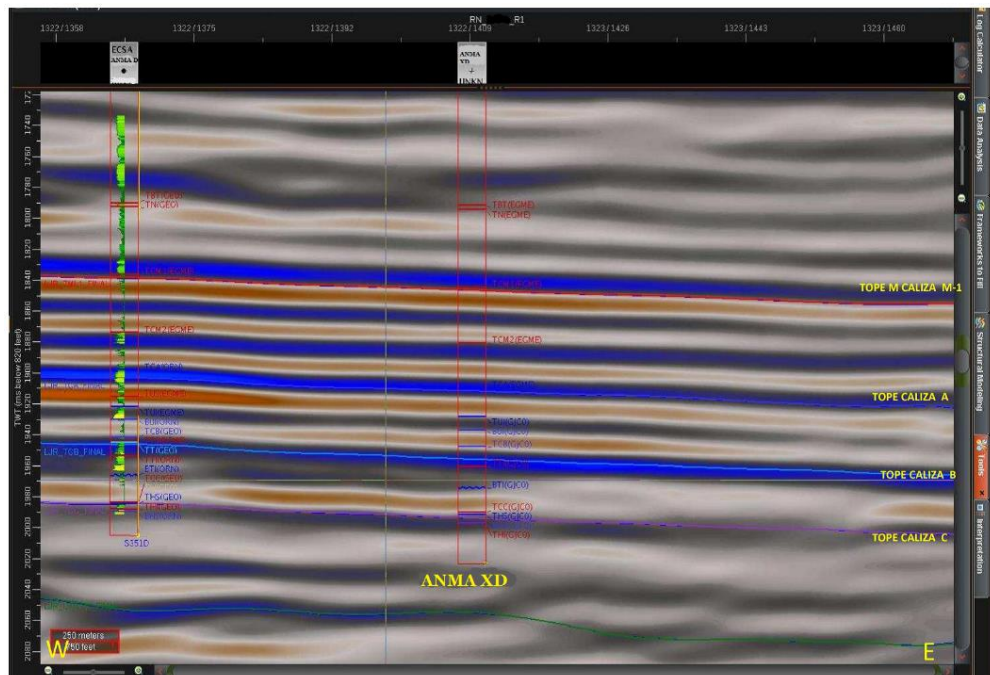


Figura 2.2: Secciones sísmicas localizadas Anma XD, W - E
Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

2.2 Prognosis Litológica³⁷ a perforar

Dada la correlación del pozo Anma D (primer pozo de la plataforma ESP01 perforado) se puede inferir la siguiente prognosis geológica a encontrarse durante la perforación del pozo Anma XD:

³⁷ Prognosis Litológica: Es la litología esperada a encontrarse en un pozo a diferentes profundidades.

Tabla VI: Prognosis Geológica pozo Anma XD

Formación/Reservorio	Abreviatura	MD (Pies)	TVD (Pies)
Tope Orteguaza	TOR	5790.46	5431.05
Tope Tiyuyacu	TTY	6794.43	6273.05
Tope Conglomerado Tiyuyacu Superior	TCSUPTY	7038.87	6478.05
Base Conglomerado Tiyuyacu Superior	BCTYSUP	7184.34	6600.05
Tope Conglomerado Tiyuyacu Inferior	TTYC	8221.69	7470.05
Tope Tena	TTE	8808.34	7962.05
Tope Basal Tena	TBT (OS)	9713.34	8721.05
Tope Napo	TNP	9733.61	8738.05
Tope Caliza M-1	TCM1	10049.64	9012.05
Tope Caliza M-2	TCM2	10266.80	9209.05
Base Caliza M-2	BCM2	10322.28	9260.05
Tope Caliza A	TCA	10446.48	9375.05
Base Caliza A	BCA	10514.00	9438.05
Tope Arenisca U Sup.	TUS	10535.37	9458.05
Tope Arenisca U Inf.	TUI (OS)	10573.75	9494.05
Base Arenisca U Inf.	BUI	10632.18	9549.05
Tope Caliza B	TCB	10713.58	9626.05
Tope Arenisca T Sup.	TTS	10729.39	9641.05
Tope Arenisca T Inf.	TTI (OP)	10806.09	9714.05
Base Arenisca T Inf.	BTI	10901.23	9805.05
Tope Caliza C	TCC	11014.57	9914.05
Tope Hollín Superior	THS (OS)	11024.94	9924.05
Tope Hollín Inferior	THI	11063.25	9961.05
Profundidad Total	PT	11196.30	10090.05

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

Modificado por: Angel Loor

2.2.1 Descripción de las características litológicas de las formaciones a atravesar ⁽³⁸⁾.

Según el orden de las formaciones a atravesar tenemos:

³⁸ (Castañeda Fuentes, 2008) – BABY Patrice, “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, Petroecuador, 2004, Quito - Ecuador

Formación Mesa: Comprende una serie de terrazas aluviales de depósitos clásticos de medios a gruesos; encontramos clastos de diferentes espesores tipo arcillas tobáceas y rojas, limos, areniscas finas y medias, y niveles conglomeráticos.

Formación Chambira: Posee un espesor de entre 3300 a 5000 pies de sedimentos clásticos gruesos, dividida en tres unidades que consisten en sedimentos fluviales donde se encuentran secuencias de areniscas, lutitas y arcillas bien estratificadas con niveles de conglomerados.

Formación Curaray: Tiene una secuencia de al menos 250 pies de espesor; contiene arcillas rojas, verdosas y azuladas bien estratificadas, donde se alterna con horizontes de areniscas de grano fino, horizontes tobáceos y carbonáceos.

Formación Arajuno: Con un espesor de 3000 pies aproximadamente, está dividida en tres unidades; empezando con areniscas y conglomerados con intercalaciones de arcillas bentoníticas; seguido por arcillas rojas intercaladas de yeso y toba en la parte media, y contiene areniscas intercaladas con lignito y vetas de carbón en la parte superior.

Formación Chalcana: Tiene un espesor de 2300 pies aproximadamente y está constituida en su totalidad por arcillas abigarradas con intercalaciones con yeso.

Formación Orteguaza: Tiene un espesor aproximado de 1000 pies y está constituida por lutitas verdes intercaladas con areniscas conglomeráticas semi blandas y de color gris verdoso.

Formación Tiyuyacu: Tiene un espesor promedio de 1600 pies, y está formada por conglomerados, guijarros, cantos de cuarzo y arcilla, además de areniscas de grano variable intercaladas con lutitas rojas, verdes y grises.

Formación Tena: Con un espesor promedio de 3200 pies, está compuesta por arcillas abigarradas, y hacia la base contiene areniscas cuarzosas impregnadas de hidrocarburos.

Formación Napo: Está compuesta de areniscas cuarzosas, saturadas de hidrocarburos, de grano medio a fino, intercaladas con lutitas y algo de calizas. Contiene las zonas de las areniscas “U” y “T”, que son importantes acumulaciones de hidrocarburos.

Formación Hollín: Con un espesor de aproximadamente 650 pies, está compuesta por areniscas cuarzosas blancas, saturadas de hidrocarburos, con minerales como fosforita, glauconita, pirita con lentes de lutitas.

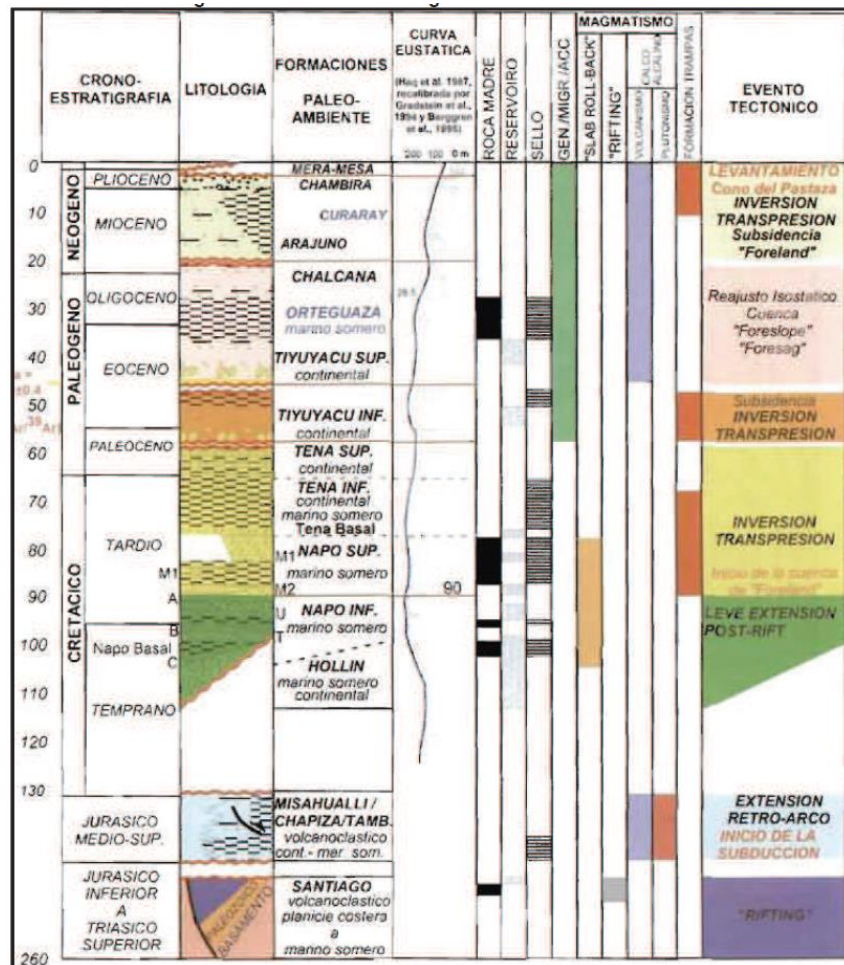


Figura 2.3: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2004

Para el campo ESPOL, se ha determinado una columna estratigráfica de interés de las formaciones dadas sus características, y las consideraciones que se deben tomar para el diseño de los pozos.

ORTEGUAZA		LUTITA: gris verdosa, café, mod dura=suave, lam-astil, no calc. ARENA: Qtz, trasp-trasl, suelta, gr med, occ grs, sbang, mod sel, no vis mtz & cmt.	900
TIYUYACU		ARCILLITA: rojo ladrillo, amarillo, crema, mod dura, no calc. LIMOLITA: Rojo ladrillo, café, mod dura, irreg, no calc. CGL CHRT: Negro, ahumado, mostaza, muy duro, grs muy grs, ang, fract concoidal.	1700
TENA	Tena	ARCILLITA: Choc, café rojizo, rojo ladrillo, suave-mod dur, irreg-bloc, calc.	630
	BT	ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10
NAPO		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	75
	"M1"	CALIZA: blanca, gris oscura, gris claro, terrosa, blocosa, blanda, mnr cristalina.	15
	"M1"	ARENISCA: blnc, qtz, sbtrnsp-sbtrnsl, gris claro, gr muy fin-fin, no vis mtz & calc cmt c/glau incl.	???
	"L"	CALIZA: Marcador radiactivo	5
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	150
	"M2"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo-lutítica.	100
	"M2"	ARENISCA: Qtz, gris, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24
	"A"	CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbbic, e/p incl glauc.	130
	"U"	ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
		LUTITA	ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, suelt-fri, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.
		LUTITA: con intercalaciones de arena	110
	"B"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco; blocosa, criptocristalina, mod dur-dur.	30
	"T"	ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
		LUTITA: con intercalaciones de arena	70
ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, suelta-fri, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.		60	
Basal Napo	LUTITA: Gris oscura, mod dura, astillosa-lam, c/ incl pyr, mic, ecc glau.	120	
"C"	CALIZA: café oscura, mot con blanco, grainstone-mudstone, irreg-blc.	12	
HOLLIN	H sup	ARENISCA: blanca, qtz, trasp-trasl, gr f-med, fri, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70
	H inf	ARENISCA: trasp-trasl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt.	110

Figura 2.4: Columna Estratigráfica de interés del campo ESPOL

Fuente: (Empresa petrolera, 2009)

Con ello, el conocimiento de la litología a atravesar permite el buen diseño de los programas de las diferentes disciplinas usados en la perforación para las secuencias geológicas esperadas.

Tabla VII: Aplicaciones de la columna estratigráfica de interés

Disciplinas	Aplicación
Programa Direccional	Realizar los diseños de los BHA a utilizarse en las diferentes secciones a perforar y generar los survey ³⁹ del perfil del pozo planificado.
Programa de Fluidos	Diseñar la curva de pesos de lodo contra profundidad en concordancia con las presiones esperadas en cada formación.
Programa de Brocas	Seleccionar el tipo de broca adecuada y el diseño de la hidráulica idónea para perforar una determinada formación.
Programa de Cementación	Formular la composición de las lechadas de cemento de acuerdo a las características de las formaciones con las que estarán en contacto.

Fuente: (Cuzco Yamasca & Ortiz Bonilla, 2013)

2.3 Diseño del perfil direccional tipo “J” modificado

En este plan se perforará verticalmente hasta el inicio del KOP, de ésta manera el trabajo direccional inicia a una profundidad de 2000 ft MD con un azimut de 9.43° y construye a razón 1.40°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 33° a 4357.14 ft en MD.

³⁹ Survey: Datos de inclinación, azimut y profundidad, medidos durante la perforación.

Desde esta profundidad, se mantiene una tangente de 5376.41ft MD y a partir de 9800 ft MD se tumba inclinación a razón de 2°/100 ft por un intervalo de 400 ft MD dentro de Napo alcanzando 25° de inclinación a 10133.55 ft MD.

A partir de esta profundidad se continua tumbando inclinación a razón de 1.12°/100 ft atravesando con esta tendencia el objetivo principal “T Inferior” a (10806.09 ft MD / 9714.05 ft TVD) con 17.44° de inclinación y 9.43° de azimut, contemplando un radio de tolerancia de 50 ft.

Desde el objetivo principal se continua tumbando inclinación a razón de 1.01°/100 ft hasta alcanzar la profundidad total del pozo a 11196.30 ft MD/10090.05 ft TVD con una inclinación de 13.50° y 9.43° de azimut.

Tabla VIII: Resumen del perfil del pozo Anma XD

Información del Perfil del pozo resumida								
Comentario de Diseño	MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	Local N (ft)	Local E (ft)	DLS (°/100ft)	VS (ft)
Comienzo	26.00	0.000	9.430	26.00	-49887.83	-5964.09	0.00	0.00
Punto de inicio (KOP)	2000.00	0.000	9.430	2000.00	-49887.83	-5964.09	0.00	0.00
Construcción	4357.14	33.000	9.430	4228.97	-49236.50	-5855.91	1.40	660.25
Tangente	9733.55	33.000	9.430	8738.00	-46347.84	-5376.12	0.00	3588.45
Fin de caída	10133.55	25.000	9.430	9087.56	-46156.69	-5344.38	2.00	3782.22
Objetivo	10806.09	17.441	9.430	9714.05	-45916.72	-5304.52	1.12	4025.47
Profundidad Total	11196.30	13.500	9.430	10090.05	-45814.06	-5287.47	1.01	4129.54

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor

2.3.1 Perfil del pozo

Anma XD de tipo “J” modificado tendrá el siguiente perfil:

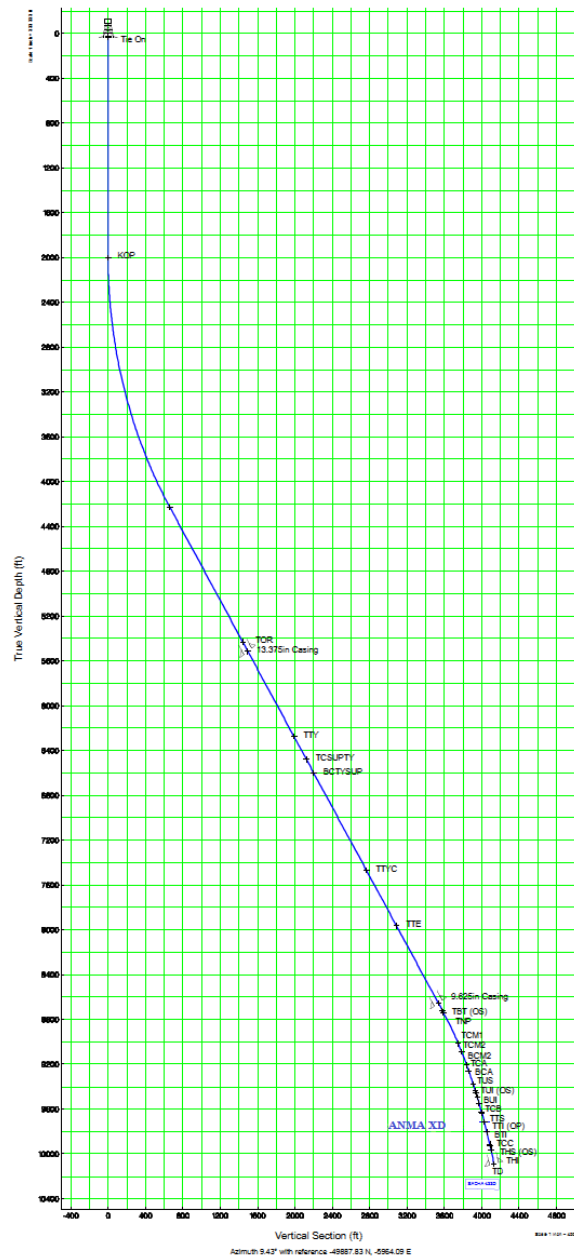


Figura 2.5: Perfil pozo Anma XD

Fuente: (Well Architect Software, Empresa petrolera, 2014)

Dado las coordenadas en superficie y las coordenadas objetivo, se tiene la siguiente orientación con 9.43° de azimut.

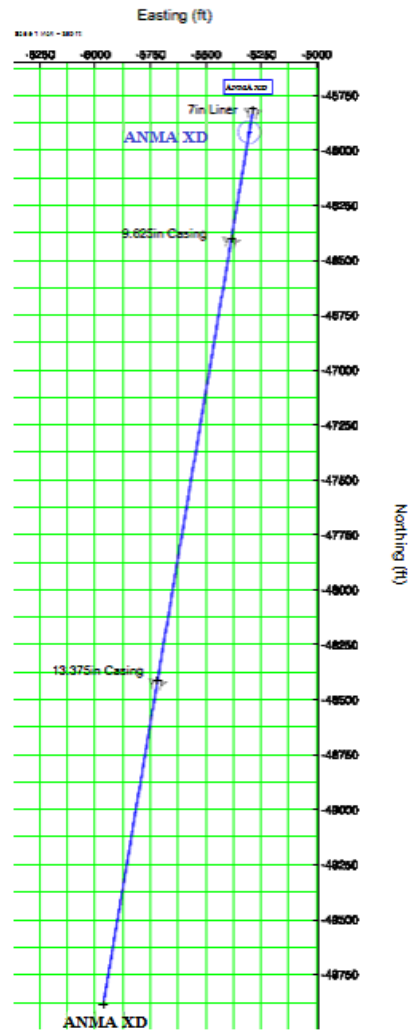


Figura 2.6: Orientación pozo Anma XD

Fuente: (Well Architect Software, empresa petrolera, 2014)

2.3.2 Cálculos direccionales del pozo

Los cálculos direccionales generados o plan direccional de la trayectoria del pozo según el diseño inicial, se realizan por medio de una simulación a través de un software especializado de las compañías de servicio petrolero. Ver reporte en anexo A.

Tabla IX: Plan Direccional Pozo Anma XD

MD	Inclination	Azimuth	TVD	DLS	Vert Sect	Comments
[m]	[°]	[°]	[m]	[°/100m]	[m]	
0.00	0.00	9.43	0.00	0.00	0.00	
126.00	0.00	9.43	126.00	0.00	0.00	
526.00	0.00	9.43	526.00	0.00	0.00	
826.00	0.00	9.43	826.00	0.00	0.00	
1226.00	0.00	9.43	1226.00	0.00	0.00	
1526.00	0.00	9.43	1526.00	0.00	0.00	
1826.00	0.00	9.43	1826.00	0.00	0.00	
1926.00	0.00	9.43	1926.00	0.00	0.00	
2000.00	0.00	9.43	2000.00	0.00	0.00	
2026.00	0.36	9.43	2026.00	1.40	0.08	
2126.00	1.76	9.43	2125.98	1.40	1.94	
2226.00	3.16	9.43	2225.89	1.40	6.24	
2326.00	4.56	9.43	2325.66	1.40	12.98	
2426.00	5.96	9.43	2425.23	1.40	22.15	
2526.00	7.36	9.43	2524.55	1.40	33.76	
2626.00	8.76	9.43	2623.56	1.40	47.78	
2726.00	10.16	9.43	2722.20	1.40	64.23	
2826.00	11.56	9.43	2820.40	1.40	83.07	
2926.00	12.96	9.43	2918.12	1.40	104.31	
3026.00	14.36	9.43	3015.29	1.40	127.94	
3126.00	15.76	9.43	3111.85	1.40	153.93	
3226.00	17.16	9.43	3207.74	1.40	182.27	
3326.00	18.56	9.43	3302.92	1.40	212.94	
3426.00	19.96	9.43	3397.32	1.40	245.93	
3526.00	21.36	9.43	3490.88	1.40	281.22	
3626.00	22.76	9.43	3583.56	1.40	318.78	
3726.00	24.16	9.43	3675.29	1.40	358.60	
3826.00	25.56	9.43	3766.02	1.40	400.65	
3926.00	26.96	9.43	3855.69	1.40	444.90	
4026.00	28.36	9.43	3944.26	1.40	491.32	
4126.00	29.76	9.43	4031.66	1.40	539.90	
4226.00	31.16	9.43	4117.85	1.40	590.60	
4326.00	32.56	9.43	4202.78	1.40	643.39	
4357.14	33.00	9.43	4228.97	1.40	660.25	
4426.00	33.00	9.43	4286.71	0.00	697.75	
4726.00	33.00	9.43	4538.32	0.00	861.14	
5026.00	33.00	9.43	4789.92	0.00	1024.54	
5326.00	33.00	9.43	5041.52	0.00	1187.93	
5626.00	33.00	9.43	5293.12	0.00	1351.32	
5726.00	33.00	9.43	5376.99	0.00	1405.78	
5790.46	33.00	9.43	5431.05	0.00	1440.89	TOR
5826.00	33.00	9.43	5460.85	0.00	1460.25	
5890.00	33.00	9.43	5514.53	0.00	1495.10	13 3/8" CP
5926.00	33.00	9.43	5544.72	0.00	1514.71	
6226.00	33.00	9.43	5796.32	0.00	1678.10	
6526.00	33.00	9.43	6047.92	0.00	1841.49	
6794.43	33.00	9.43	6273.05	0.00	1987.69	TTY
6826.00	33.00	9.43	6299.52	0.00	2004.89	
7038.87	33.00	9.43	6478.05	0.00	2120.82	TCSUPTY
7126.00	33.00	9.43	6551.12	0.00	2168.28	
7184.34	33.00	9.43	6600.05	0.00	2200.05	BCTYSUP
7226.00	33.00	9.43	6634.99	0.00	2222.74	
7526.00	33.00	9.43	6886.59	0.00	2386.13	
7826.00	33.00	9.43	7138.19	0.00	2549.52	
8126.00	33.00	9.43	7389.80	0.00	2712.92	
8221.69	33.00	9.43	7470.05	0.00	2765.03	TTYC
8426.00	33.00	9.43	7641.40	0.00	2876.31	
8726.00	33.00	9.43	7893.00	0.00	3039.70	
8808.34	33.00	9.43	7962.05	0.00	3084.54	TTE
9026.00	33.00	9.43	8144.60	0.00	3203.09	
9526.00	33.00	9.43	8563.93	0.00	3475.41	
9626.00	33.00	9.43	8647.80	0.00	3529.87	
9633.00	33.00	9.43	8653.67	0.00	3533.69	9 5/8" CP
9713.34	33.00	9.43	8721.05	0.00	3577.44	TBT (OS)
9726.00	33.00	9.43	8731.67	0.00	3584.34	
9733.55	33.00	9.43	8738.00	0.00	3588.45	
9733.61	33.00	9.43	8738.05	2.00	3588.48	TNP
9826.00	31.15	9.43	8816.33	2.00	3637.54	
9926.00	29.15	9.43	8902.80	2.00	3667.77	
10026.00	27.15	9.43	8990.97	2.00	3734.95	
10049.64	26.68	9.43	9012.05	2.00	3745.65	TCM1
10126.00	25.15	9.43	9080.73	2.00	3779.02	
10226.00	23.96	9.43	9171.70	1.12	3820.53	
10266.80	23.50	9.43	9209.05	1.12	3836.96	TCM2
10322.28	22.88	9.43	9260.05	1.12	3858.79	BCM2
10326.00	22.84	9.43	9263.48	1.12	3860.24	
10426.00	21.71	9.43	9356.01	1.12	3898.14	
10446.48	21.48	9.43	9375.05	1.12	3905.68	TCA
10514.00	20.72	9.43	9438.05	1.12	3929.99	BCA
10526.00	20.59	9.43	9449.27	1.12	3934.23	

MD	Inclination	Azimuth	TVD	DLS	Vert Sect	Comments
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[°/100ft]	[ft]	
10535.37	20.48	9.43	9458.05	1.12	3937.51	TUS
10573.75	20.05	9.43	9494.05	1.12	3950.81	TUI (OS)
10626.00	19.47	9.43	9543.23	1.12	3968.47	
10632.18	19.40	9.43	9549.05	1.12	3970.53	BUI
10713.58	18.48	9.43	9626.05	1.12	3996.95	TCB
10726.00	18.34	9.43	9637.83	1.12	4000.87	
10729.39	18.30	9.43	9641.05	1.12	4001.93	TTS
10806.09	17.44	9.43	9714.05	1.12	4025.47	TTI (OP)
10826.00	17.24	9.43	9733.05	1.01	4031.40	
10901.23	16.48	9.43	9805.05	1.01	4053.22	BTI
10926.00	16.23	9.43	9828.82	1.01	4060.20	
11014.57	15.34	9.43	9914.05	1.01	4084.29	TCC
11024.94	15.23	9.43	9924.05	1.01	4087.02	THS (OS)
11026.00	15.22	9.43	9925.07	1.01	4087.30	
11063.25	14.84	9.43	9961.05	1.01	4096.96	THI
11126.00	14.21	9.43	10021.79	1.01	4112.70	
11196.30	13.50	9.43	10090.05	1.01	4129.54	PT

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

2.4 Diseño de los revestidores y profundidades de asentamiento ⁽⁴⁰⁾

Existen 3 fuerzas importantes a la hora de basarse en el diseño del casing o revestidor, las mismas a las que se encuentra sometido a la hora de la operación: colapso, estallido y tensión; las mismas que deben ser mantenidas por debajo de las propiedades mecánicas del revestidor especificadas por el fabricante.

- Colapso: Es la presión originada por la columna de lodo que se usa para perforar el pozo y actúa en la parte externa del revestidor (anular), y es la diferencia entre la presión externa menos la presión interna del casing.
- Estallido: Es la presión originada por la presión de circulación dentro del casing que actúa en el diámetro interno del revestidor, y es la

⁴⁰ RABIA Hussain, "Well Engineering & Construction", 2002, 169 – 170.

diferencia entre la presión interna menos la presión externa del casing.

- Tensión axial: proviene del peso del revestidor sumado a factores como la inclinación del pozo, arrastre y cargas por choque.

Tabla X: Especificaciones de las tuberías de revestimiento

OD (in) (mm)	Weight w/Cplg (lb/ft)	Wall Thick- ness (in.) (mm)	ID (in.) (mm)	Drift Dia. (in.) (mm)	Coupling or Joint OD		Grade	Col- lapse Resis- tance (psi)	Internal Yield Pressure (psi)			Body Yield Strength (1000 lb)	Joint Yield Strength	
					Round or Buttress (in.) (mm)	Plain End or Extreme Line			Round Thread		Buttress Thread		Threaded and Coupled Joint	
									Short	Long			Round Thread	
													Short	Long
7 177.8	26	.362 9.19	6.276 159.4	6.151 156.2	7.656 194.5	J-55	4,330	4,980	4,980	4,980	415	334	367	
						K-55	4,330	4,980	4,980	415	364	401		
						M-65	4,810	5,880	5,880	491		428		
						L-80	5,410	7,240	7,240	604		511		
						N-80	5,410	7,240	7,240	604		519		
						C-90	5,740	8,140	8,140	679		563		
						C-95	5,890	8,600	8,600	717		593		
						T-95	5,890	8,600	8,600	717		593		
						P-110	6,230	9,960	9,960	830		693		
9-5/8 244.5	47	.472 11.99	8.681 220.5	8.525 216.5	10.625 269.9	M-65	4,280	5,580	5,580	5,580	882		745	
						L-80	4,750	6,870	6,870	6,870	1,086		893	
						N-80	4,750	6,870	6,870	6,870	1,086		905	
						C-90	4,990	7,720	7,720	7,720	1,222		987	
						C-95	5,090	8,150	8,150	8,150	1,289		1,040	
						T-95	5,090	8,150	8,150	8,150	1,289		1,040	
						P-110	5,310	9,440	9,440	9,440	1,493		1,213	
						Q-125	5,630	10,730	10,730	10,730	1,697		1,360	
						9-5/8 244.5	53.5	.545 13.84	8.535 216.8	8.379 212.8	10.625 269.9	L-80	6,620	7,930
N-80	6,620	7,930	7,930	7,930	1,244								1,062	
C-90	7,110	8,920	8,920	8,920	1,399								1,157	
C-95	7,343	9,390	9,414	9,414	1,477								1,300	
P-110	7,950	10,900	10,900	10,900	1,710								1,422	
Q-125	8,440	12,390	12,390	12,390	1,943								1,595	
13-3/8 339.7	72	.514 13.06	12.347 313.6	12.191 309.7	14.375 365.1	L-80	2,670	5,380	5,380	5,380	1,661		1,029	
						N-80	2,670	5,380	5,380	5,380	1,661		1,040	
						C-90	2,780	6,050	6,050	6,050	1,869		1,142	
						C-95	2,820	6,390	6,390	6,390	1,973		1,204	
						T-95	2,820	6,390	6,390	6,390	1,973		1,204	
						P-110	2,880	7,400	7,400	7,400	2,284		1,401	
Q-125	2,880	8,410	8,410	8,410	2,596		1,576							

Fuente: Tech Facts Engineering Handbook, Baker Hughes

Existen otro tipo de consideraciones al momento de determinar el punto de asentamiento del casing en las diferentes secciones, tales como son las formaciones que se tienen por delante, el peso del lodo de la siguiente sección a perforar, el gradiente de poro y de fractura de las formaciones.

Para dicho trabajo se usa un determinado software de cálculo de profundidades de asentamiento de revestidores de las empresas de servicios petroleros, teniendo de esa manera el siguiente resumen:

Tabla XI: Diseño de revestidores, Anma XD

Tamaño del hoyo (plg)	16"	12 ¼"	8 ½"
Formación a atravesar	100 ft dentro de Orteguzza	80 ft antes de Basal Tena	Hasta Prof. Total
Diámetro del revestidor	13 ⅜" Superficial	9 ⅝" Intermedio	7" Liner
Grado	N-80	N-80	P-110
Factor de diseño (presión de estallido)	1.1	1.1	1.1
Mínimo f. de Seguridad (presión de estallido)	1.59	2.30	2.49
Factor de Diseño (presión de colapso)	1.1	1.1	1.1
Mínimo f. de seguridad (presión de colapso)	2.07	2.09	4.36
Factor de diseño (tensión)	1.3	1.3	1.3
Mínimo factor de diseño (tensión)	2.07	2.09	4.36
Factor de diseño (triaxial)	1.3	1.3	1.3
Mínimo Factor de seguridad (triaxial)	1.82	2.16	2.57
Conexión	BTC	BTC	BTC
Peso (lbs/ft)	68	47	26
Resistencia presión de colapso (psi)	2490	4750	5410
Resistencia presión de estallido (psi)	5020	6870	7240
Resistencia de tensión (lbs)	1069	1086	830
Diámetro Interno (plg)	12.415	8.681	6.276
Drift⁴¹ (plg)	12.259	8.525	6.151

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

Modificado por: Angel Loor

⁴¹ Drift: Diámetro interno especificado y asegurado por el fabricante de la tubería de revestimiento.

2.4.1 Sección Conductora: Casing 20"

La sección conductora con un hoyo de 26", será piloteada hasta los 38" en TVD y cementada con un revestidor de 20".

2.4.2 Sección Superficial: Casing 13^{3/8}"

La sección superficial con hoyo de 16" será revestida con un casing de 13^{3/8}" de un solo grado de acero y espesor, y será asentado 100 ft dentro de la formación Ortegua (0' – 5890') con el objetivo de prevenir fractura de la formación en el zapato en el proceso de cementación, además que permita realizar el cambio de lodo de perforación a un fluido inhibitorio para atravesar las formaciones arcillosas posteriores.

2.4.3 Sección Intermedia: Casing 9^{5/8}"

La sección intermedia con hoyo de 12^{1/4}" será revestida con un casing de 9^{5/8}" con tres tipos de libraje y grado de acero para soportar las cargas por colapso, estallido y tensión de acuerdo al diseño del software; y será asentado 80 ft sobre el tope de la arenisca Basal Tena (0' – 9633') con el propósito de cementar en una formación competente, además de que se pueda cambiar el lodo de perforación a un fluido que minimice el daño hacia las formaciones productoras.

2.4.4 Sección Productora: Liner 7"

La sección productora con hoyo de 8^{1/2}" será revestida con un liner de 7" colgado desde los 9513' hasta la profundidad total de 11196', de un solo grado de acero y espesor dada la información suministrada por el diseño previo.

Tabla XII: Programa de tubería de revestimiento, Anma XD

Tamaño del Hoyo (in)	16 "	12 1/4"			8 1/2"
Profundidad (ft MD)	5890	9633			11196
OD (in)	13 3/8"	9 5/8"			7"
Intervalo (ft)	0 – 5890	0 – 8000	8000 – 8700	8700 – 9633	9513 – 11196
Longitud (ft)	5890	8000	700	933	1683
Libraje (lbs/ft)	68	47	47	53.5	26
Grado	N-80	N-80	R-95	N-80	C-95
Conexión	BTC ⁴²	BTC	BTC	BTC	BTC
ID (in)	12.415	8.681	8.681	8.5 (S.D)	6.276
Estallido (psi)	5020	6870	8150	7930	8600
Colapso (psi)	2270	4760	5080	6620	5870

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

Elaborado por: Angel Loor

2.5 Esquema Mecánico del Pozo

El esquema mecánico del pozo Anma XD nos permite visualizar la configuración de profundidades, formaciones, y secciones a ser revestidas con los casing previamente diseñados.

⁴² BTC: Conexión tipo Batrex en las casing, con hilos de forma cuadrada para mejor ajuste y sello.

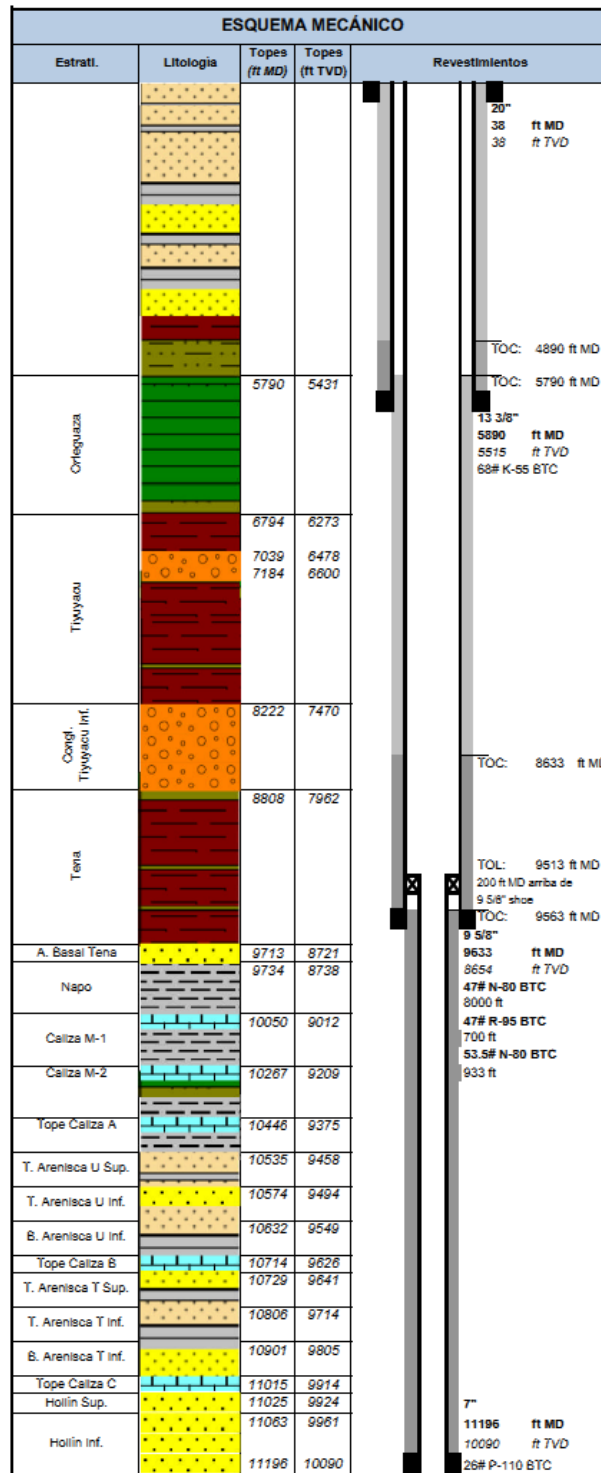


Figura 2.7: Esquema mecánico pozo Anma XD
Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

2.6 Tiempo estimado de perforación (diagrama tiempo vs. Prof.)

Anma XD se planea perforar en 24 días, tiempo necesario para perforar, bajar todos los revestimientos, cementarlos y finalizar las operaciones con la subida del setting tool⁴³ a superficie.

La sección superficial se perforará en 4 días, considerando los viajes de calibre y de acondicionamiento que se deban realizar; otros 3.5 días tardará la corrida y cementación del casing superficial, así como la armada y bajada del siguiente BHA para la nueva sección.

En la sección intermedia, se tiene estimado un tiempo total de 10.5 días; 6.5 para perforar, y 4 días para correr y cementar el revestidor de dicha sección; éste tiempo se debe a que en ésta sección se perfora con parámetros controlados debido a los conglomerados de Tiyuyacu, y a los cambios de BHA respectivos para dicha operación.

La sección productora se perforará en 2 días; la toma de registros a hueco abierto, la posterior corrida, colgada, y cementación de del liner de producción tomará 4 días aproximadamente

⁴³ Setting Tool: Herramienta de acople y liberadora utilizada para asentar y colgar el liner de producción en el casing intermedio.

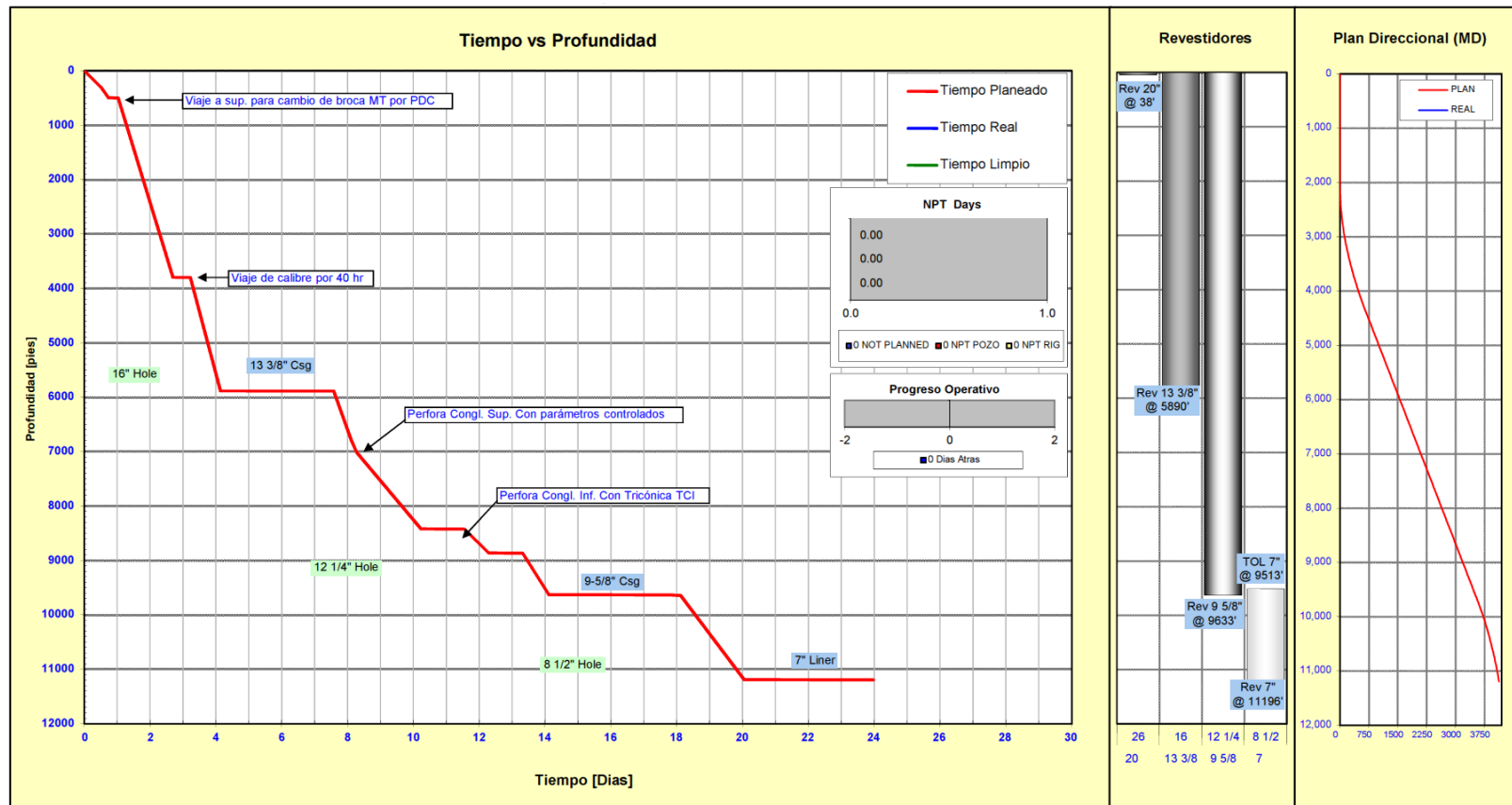


Figura 2.8: Diagrama tiempo vs profundidad pozo Anma XD

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

CAPÍTULO 3

3 DISEÑO DE DISCIPLINAS Y SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN





3.1 Perforación Direccional

La selección de los diferentes tipos de BHA se la realiza con el objetivo de cumplir con la trayectoria propuesta en el plan direccional, mediante el uso de simulaciones de torque y arrastre por medio del software Advantage. Ver anexo B (Simulaciones torque y arrastre de los BHA).

3.1.1 Sección Superficial: 16”

El **BHA #1** o convencional, se lo describe en la siguiente tabla:

Tabla XIII: BHA direccional #1, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #1							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	5	Tubería Extra pesada (HWDP x 14)		5	3	420	515.70
	4	Lastrabarrena (Drill Collar x 3)		5	3	90	95.70
	7	Sustituto (Bit-Sub)		8	2.938	4.00	5.70
	1	Broca tricónica (Bit- insert roller cone)	16	16		1.70	1.70
WOB a aplicar: 15 Klbf; Máxima carga aplicable de 17. 54 Klbf sin producir pandeo Arrastre es cero, torque máximo 1.44 Klbf.ft							



Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor










Observaciones BHA #1

- Ensamblaje obtiene rigidez de los lastrabarrenas y no usa estabilizadores para evitar pega mecánica, ni martillo para evitar cargas de impacto que afecten el mástil.

En la siguiente tabla se describen los componentes del **BHA # 2**:

Tabla XIV: BHA direccional #2, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #2							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	11	Tubería de perforación (Drill Pipe)		5	4.276	31.00	981.62
	10	Tubería Extra pesada (HWDP x 4)		5	3	120.00	950.62

	9	Martillo (Jar)		6 1/2	2 3/4	31.5	830.62
	8	Tubería Extra pesada (HWDP x 24)		5	3	720	799.12
	7	Sustituto (Sub-X/O)		6 5/8	3	1.50	79.12
	6	Sustituto No Magnético (NM Sub – Filter)		8 1/4	2.812	2.00	77.62
	5	Herramienta de medición (MWD)		8 1/4	3	30.00	75.62
	4	Stabilizador de sarta (Stab-String)	14 3/4	8	3	6.00	45.62
	3	Sustituto-flotador (Sub-float)		9 1/2	4	2.03	39.62
	2	Motor (0.15 rev/gal – AKO: 1.5°)	15 3/4	9 1/2	7.600	36.09	37.59
	1	Broca PDC (Bit- PDC)	16	16		1.50	1.50
WOB a aplicar: 15 - 30 Klb; Máxima carga aplicable de 44. 51 Klb sin producir pandeo							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor

Observaciones BHA #2

- Ensamblaje tipo fulcrum para construir ángulo.
- Torque máximo esperado mientras se perfora es de 17.01 Klbs.ft.
Torque fuera de fondo es de 8.03 Klbs.ft.
- El arrastre del ensamblaje mientras se perfora rotando es de 0.25 klbf, y de 33.75 klbf cuando se desliza.












Éste BHA se utilizará para perforar desde los 500 ft MD hasta los 5890 ft MD. Diseñado para iniciar KOP a los 2000 ft MD con un azimut 9.43°


y construir inclinación a razón 1.40°/100 ft hasta alcanzar 33° a una profundidad 4357.14 ft MD. Desde esta profundidad, mantendrá la trayectoria tangente hasta alcanzar 5890 ft MD profundidad del punto de casing de 13 3/8”.

3.1.2 Sección Intermedia: 12 1/4”

El **BHA # 3** se lo describe en la tabla XV:

Tabla XV: BHA direccional #3, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #2							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	12	Tubería de perforación (Drill Pipe)		5	4.276	31.00	1200.61
	11	Tubería Extra pesada (HWDP x 5)		5	3	150.00	1169.61
	10	Martillo (Jar)		6 1/2	2 3/4	32.48	1019.61
	9	Tubería Extra pesada (HWDP x 24)		5	3	720	987.13
	8	Lastrabarrena (Drill Collar x 6)		6 1/4	2 13/16	180.00	267.13
	7	Sustituto (Sub-X/O)		7 3/4	2 7/8	1.75	87.13
	6	Sustituto No Magnético (NM Sub – Filter)		8 1/4	2 3/4	5.52	85.38
	5	Herramienta de medición (MWD)		8 1/4	3 1/4	35.98	79.86
	4	Stabilizador de sarta (Stab-String)	11 3/4	8	3.150	5.99	43.88
	3	Sustituto-flotador (Sub-float)		8	3 9/16	1.83	37.89
	2	Motor (0.15 rev/gal – AKO: 1.3°)	12 1/8	8	6.400	34.94	36.06

	1	Broca PDC (Bit- PDC)	12 ^{1/4}	12 ^{1/4}		1.12	1.12
WOB a aplicar: 35 - 40 Klb; Máxima carga aplicable de 63. 85 Klb sin producir pandeo							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor


Observaciones BHA #3












- Ensamblaje tipo fulcrum para mantener tangente.
- Torque máximo esperado mientras se perfora es de 19.08 Klbs.ft.
Torque fuera de fondo es de 11.91 Klbs.ft.
- El arrastre del ensamblaje mientras se perfora rotando es de 0.24 klf, y de 54.16 klf cuando se desliza.

Éste BHA se utilizará para perforar desde 5890 ft hasta los 8422 ft MD. Diseñado para mantener la trayectoria tangente atravesando el conglomerado superior de Tiyuyacu hasta ingresar 200 ft dentro del conglomerado inferior, donde se realizará un viaje a superficie para cambiar la broca PDC.

El **BHA # 4** está compuesto por:

Tabla XVI: BHA direccional #4, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #2							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	12	Tubería de perforación (Drill Pipe)		5	4.276	31.00	1169.88

	11	Tubería Extra pesada (HWDP x 5)		5	3	150.00	11698.88
	10	Martillo (Jar)		6 ¹ / ₂	2 ³ / ₄	32.48	1018.88
	9	Tubería Extra pesada (HWDP x 24)		5	3	720.00	986.40
	8	Lastrabarrena (Drill Collar x 6)		6 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	180.00	266.40
	7	Sustituto (Sub-X/O)		7 ³ / ₄	2 ⁷ / ₈	1.75	86.40
	6	Sustituto No Magnético (NM Sub – Filter)		8 ¹ / ₄	2 ³ / ₄	5.52	84.65
	5	Herramienta de medición (MWD)		8 ¹ / ₄	3 ¹ / ₄	35.98	79.13
	4	Stabilizador de sarta (Stab-String)	11 ¹ / ₂	8	3 ³ / ₁₆	5.30	43.15
	3	Sustituto-flotador (Sub-float)		8	3 ⁹ / ₁₆	1.83	37.85
	2	Motor (0.15 rev/gal – AKO: 1.3°)	12 ¹ / ₈	8	6.520	34.90	36.02
	1	Broca Tricónica(Bit-insert roller cone)	12 ¹ / ₄	12 ¹ / ₄		1.12	1.12
WOB a aplicar: 45 Klbf; Máxima carga aplicable de 61. 15 Klbf sin producir pandeo							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor












Observaciones BHA #4


- Ensamblaje tipo fulcrum para mantener tangente.
- Torque máximo esperado mientras se perfora es de 20.88 Klbs.ft.
Torque fuera de fondo es de 14.89 Klbs.ft.
- El arrastre del ensamblaje mientras se perfora rotando es de 0.25 klbf, y de 64.54 klbf cuando se desliza.

Éste BHA se utilizará para perforar desde 8422 ft MD hasta los 8869 ft MD. Diseñado para mantener la trayectoria tangente mientras atraviesa el conglomerado Inferior de Tiyuyacu y llega al tope de la formación Tena, donde se realiza un viaje a superficie para cambiar la broca tricónica por PDC.

Los componentes del **BHA # 5** se describen en la siguiente tabla:

Tabla XVII: BHA direccional #5, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #2							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	12	Tubería de perforación (Drill Pipe)		5	4.276	31.00	1193.55
	11	Tubería Extra pesada (HWDP x 5)		5	3	150.00	1162.55
	10	Martillo (Jar)		6 1/2	2 3/4	32.48	1012.55
	9	Tubería Extra pesada (HWDP x 24)		5	3	720	980.07
	8	Lastrabarrena (Drill Collar x 6)		6 1/4	2 13/16	180.00	260.07
	7	Sustituto (Sub-X/O)		7 3/4	2 7/8	1.75	80.07
	6	Sustituto No Magnético (NM Sub - Filter)		8 1/4	2 3/4	5.52	78.32
	5	Herramienta de medición (MWD)		8 1/4	3 1/4	35.98	72.80
	4	Stabilizador de sarta (Stab-String)	11 3/4	8	3.150	5.99	36.82
	3	Sustituto-flotador (Sub-float)		8	3 9/16	1.83	30.84
	2	Motor (0.22 rev/gal - AKO: 1.3°)	12 1/8	8	6.400	27.89	29.01

	1	Broca PDC (Bit- PDC)	12 ^{1/4}	12 ^{1/4}		1.12	1.12
WOB a aplicar: 30 Klb; Máxima carga aplicable de 59. 80 Klb sin producir pandeo							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor

Observaciones BHA #5


- Ensamblaje tipo fulcrum para mantener tangente.
- Torque máximo esperado mientras se perfora es de 21.41 Klbs.ft.
Torque fuera de fondo es de 14.23 Klbs.ft.
- El arrastre del ensamblaje mientras se perfora rotando es de 0.30 klb, y de 66.56 klb cuando se desliza.











Éste BHA se utilizará para perforar desde 8869 ft MD hasta los 9634 ft MD. Diseñado para mantener la trayectoria tangente a 33° de inclinación y 9.43° de azimut hasta alcanzar 9634 ft MD profundidad del punto de casing de 9 5/8".

3.1.3 Sección Productora: 8^{1/2}"

El BHA # 6 se detalla en la siguiente tabla:

Tabla XVIII: BHA direccional #6, Anma XD

Componentes de la sarta con BHA #2							
Item	#	Componente	Calibre OD (in)	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Longitud total (ft)
	11	Tubería de perforación (Drill Pipe)		5	4.276	31.00	855.94

	10	Tubería Extra pesada (HWDP x 3)		5	3	90.00	824.94
	9	Martillo (Jar)		6 1/2	2 3/4	32.48	734.94
	8	Tubería Extra pesada (HWDP x 20)		5	3	600.00	702.52
	7	Lastrabarrena (Drill Collar)		6 1/4	2 13/16	30.00	102.52
	6	Sustituto No Magnético (NM Sub – Filter)		6 3/4	2	5.52	72.52
	5	Herramienta de medición (MWD)		6 3/4	3 5/16	35.94	67.00
	4	Stabilizador de sarta (Stab-String)	7 3/4	6 1/2	2 1/4	5.48	31.06
	3	Sustituto-flotador (Sub-float)		6 11/32	2 1/2	1.65	25.59
	2	Motor (0.33 rev/gal – AKO: 1.2°)	8 1/4	6 3/4	4.772	22.97	23.94
	1	Broca PDC (Bit- PDC)	8 1/2	8 1/2		0.97	0.97
WOB a aplicar: 10-27 Klbf; Máxima carga aplicable de 28.78. 80 Klbf sin producir pandeo							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Loor

Observaciones BHA #6

- Ensamblaje tipo fulcrum con parámetros para caída natural del ángulo dentro de las formaciones de interés.
- Torque máximo esperado mientras se perfora es de 19.09 Klbs.ft. Torque fuera de fondo es de 17.57 Klbs.ft.
- El arrastre del ensamblaje mientras se perfora rotando es de 0.28 klbf, y de 79.71 klbf cuando se desliza.

Este BHA se utilizará para perforar desde 9634 ft MD hasta 11197 ft MD. Diseñado para mantener la trayectoria tangente hasta los 9733.55 ft MD a 33° de inclinación / 9.43° de azimut y a partir de este punto tumbar inclinación a razón de $2^{\circ}/100$ ft por un intervalo de 400 ft MD dentro de la formación Napo, posteriormente continuará tumbando inclinación a razón de $1.12^{\circ}/100$ ft atravesando con esta tendencia el objetivo principal "T Inferior" a (10806.09 ft MD / 9714.05 ft TVD) con 17.44° de inclinación y 9.43° de azimut.

Desde el objetivo principal el BHA continuará tumbando inclinación a razón de $1.01^{\circ}/100$ ft hasta alcanzar la profundidad total del pozo a 11196.30 ft MD/10090.05 ft TVD con una inclinación de 13.50° y 9.43° de azimut.

3.2 Fluidos de perforación

Los fluidos a usarse en ésta sección han sido diseñados para la óptima perforación de las diferentes litologías dentro de la prognosis. Los cálculos de los volúmenes fueron realizados mediante el uso del software.

3.2.1 Sección Superficial: 16”

El objetivo de ésta sección es perforar la formación Chalcana con el sistema Gel-Polimérico. Se iniciará con una densidad de lodo de 8.4 lpg hasta llegar a los 11 lpg en el punto de casing a 5890’.

Tabla XIX: Volúmenes de lodo Sección Superficial

Descripción	Barriles
Tanque de superficie	700
Volumen del revestidor previo (conductor)	0
Volumen del hoyo de 16”	1470
Rehúso	0%
Dilución	1103
Volumen total del intervalo, bbls	3286

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Se utilizarán los siguientes productos para el lodo de perforación:

Tabla XX: Composición del lodo sección Superficial

Nombre Genérico	Función	Sistema, lpb	Píldoras, lpb
Bentonita	Viscosificante y control de filtrado	5 - 10	10
Soda Caústica	Control de pH	0.15	0.1
Benex	Extendedor de bentonita	0.03	0.03
Barita	Densificante	40 - 75	L.N
Celulosa poli aniónica polimérica	Controlador de filtrado	0.5 – 1.5	0.0
Surfactante	Mejorador de ROP	1% - 2%	3%
Tanino libre de cromo	Dispersante	0.25 – 0.5	2.0
Goma Xántica	Viscosificante	0.75	1.0
LCM	Control de Pérdidas		10 - 15

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Según la corrida de las hidráulicas de limpieza, se requiere de un caudal de 998 GPM + un 25%, 1247 GPM para asegurar la limpieza del hoyo, un punto cedente de al menos 16 lbf/100 ft², 10.8 lpg de densidad y 80 RPM. Propiedades estimadas:

Tabla XXI: Propiedades del lodo Sección superficial

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del lodo	lpg	8.4 – 11.4 – 11.0
PV @ 120 °F	cP	5 - 18
YP @ 120 °F	Lb/100 ft ²	6 - 18
Geles	Lb/100 ft ²	5 – 15 / 12 - 20
pH	adimensional	7.5 – 8.5
Filtrado API	Cc/3 min	NC
MBT	Lpb equivalente	<35
L.G.S.	%vol.	<15

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

3.2.2 Sección Intermedia: 12 ¹/₄"

El objetivo de ésta sección intermedia es atravesar las formaciones: Orteguaza, Tiyuyacu y Tena hasta 9633' con un fluido tipo inhibitorio, que inhiba el hinchamiento de las arcillas.

Tabla XXII: Volúmenes de lodo Sección Intermedia

Descripción	Barriles
Tanque de superficie	700
Volumen del revestidor previo (conductor)	876
Volumen del hoyo de 12 ¹ / ₄ "	551
Rehúso	0%
Dilución	551
Volumen total del intervalo, bbls	2678

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Se utilizarán los siguientes productos para el lodo de perforación:

Tabla XXIII: Composición del lodo sección Intermedia

Nombre Genérico	Función	Sistema, lpb	Píldoras, lpb
Carbonato de calcio	Agente puenteante	10 - 15	0.0
Complejo Aluminio	Estabilizador de lutitas	2.0 – 3.0	0.0
Lubricante	Reductor de fricción	1.0–2.0%	
Barita	Densificante	40 - 75	0.0
Celulosa poli aniónica polimérica	Controlador de filtrado	1.0 – 2.0	0.0
Surfactante	Mejorador de ROP/ antiembolante	1.0 – 1.5	
Amina	Inhibidor de arcillas	0.5 – 1.0	0.0
Goma Xántica	Viscosificante	0.25 – 0.5	1.0
LCM	Control de Pérdidas	0	7 - 10
Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Inhibidor de arcillas	3.5 – 5.0	3.5

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Según las hidráulicas corridas se necesitan 791 GPM +25%; 989 GPM para asegurar la limpieza del hoyo sin el uso de píldoras de limpieza; además de un punto cedente de al menos 20; 10.8 lpg de densidad del lodo y 80 RPM de rotaria. Se resume lo siguiente:

Tabla XXIV: Propiedades del lodo sección intermedia

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del lodo	lpg	9.8 – 10.8 (11.0 correr casing)
PV @ 120 °F	cP	12 - 25
YP @ 120 °F	Lb/100 ft ²	15 - 26
Geles	Lb/100 ft ²	4 – 8 / 12 - 19
pH	adimensional	10.2 – 10.5
Filtrado API	Cc/3 min	<8

MBT	Lpb equivalente	<20
L.G.S.	%vol.	<12

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

3.2.3 Sección Productora: 8 ½”

El objetivo de ésta sección es atravesar las formaciones Tena, Basal Tena, Napo, Calizas y Arenas: U, T y Hollín con un fluido de perforación del tipo sellante el mismo que permita el puenteo de las arenas productoras para minimizar el daño de las formaciones de interés.

Tabla XXV: Volúmenes de lodo Sección Productora

Descripción	Barriles
Tanque de superficie	700
Volumen del revestidor previo (conductor)	696
Volumen del hoyo de 12 ¼”	111
Rehúso	0%
Dilución	91
Volumen total del intervalo, bbls	1499

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Se utilizarán los siguientes productos para el lodo de perforación:

Tabla XXVI: Composición del lodo sección Productora

Nombre Genérico	Función	Sistema, lpb	Píldoras, lpb
Carbonato de calcio	Agente puenteante, densificante	80 - 120	0.0
Almidón	Control de filtrado	2.0 – 3.0	0.0
Lubricante	Reductor de fricción	1.0–2.0%	5%
Soda Caústica	Control de pH	0.15 – 0.4	0.0
Celulosa poli aniónica polimérica	Controlador de filtrado	0.5 – 1.0	0.0

Sellante polimérico	Controlador de filtrado	1.0 – 2.0%	0.0
Amina	Inhibidor de arcillas	0.5 – 1.0	0.0
Goma Xántica	Viscosificante	0.25 – 0.5	1.0

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Dadas las hidráulicas realizadas, se necesitan 463 GPM para asegurar la limpieza del hoyo sin píldoras de limpieza; con ello se debe tener al menos 30 de punto cedente, 9.8 lpg de densidad y 80 RPM de rotaria. La siguiente tabla resume las propiedades estimadas del lodo de perforación:

Tabla XXVII: Propiedades del lodo, sección productora

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del lodo	lpg	9.6 – 9.7 (9.8 viaje de caliber y corrida de liner)
PV @ 120 °F	cP	12 - 25
YP @ 120 °F	Lb/100 ft ²	22 - 28
Geles	Lb/100 ft ²	8 – 12 / 14 - 19
pH	adimensional	10.0 – 10.5
Filtrado API	Cc/3 min	Napo <5
MBT	Lpb equivalente	<15
L.G.S.	%vol.	<8

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Se estableció la curva de densidades de lodo de acuerdo a la profundidad que se irá perforando durante las operaciones:

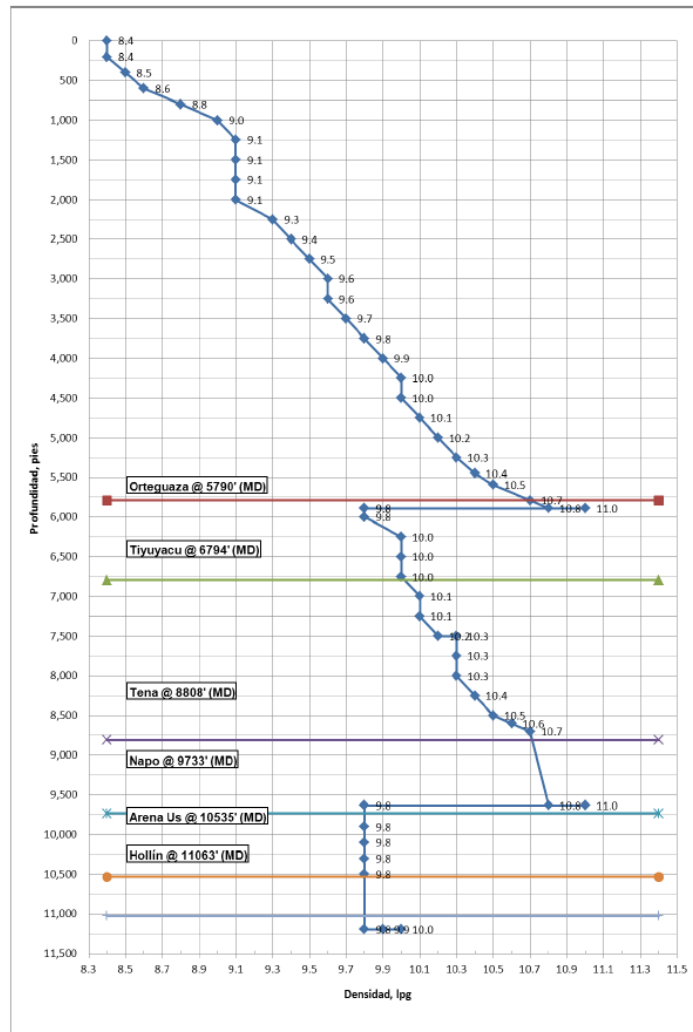


Figura 3.1: Curva de densidades vs Profundidade, Anima XD
 Fuente: (Empresa petrolera, 2014)

3.3 Programa de Brocas

El programa de brocas a usarse en el pozo Anima XD está diseñado de acuerdo a las formaciones a perforar, dadas sus características de agresividad, así como las hidráulicas corridas que se adaptan a los parámetros operacionales requeridos. Ver Anexo C (Hidráulicas).

3.3.1 Sección Superficial: 16”


La sección superficial se perforará con las siguientes brocas y los siguientes parámetros de perforación, resumidos en las tablas:

Tabla XXVIII: Características y parámetros: Broca #1

Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
16	 GTX-CG1	38-500	460	25-40 ROP neta: 50	5-20	50-120	TFA: 0.994 (4x18) HSI: 0.6
Superar al 100% cantos rodados. GPM: 50 – 500 (incremento de 100 GPM por cada 100 pies perforados, para evitar fracturas superficiales)							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Tabla XXIX: Características y parámetros: Broca #2


Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
16	 HCD604	500-5890	5390	25-40 ROP neta: 120-140	15-30	70-290	TFA: 1.05 (8x13) HSI: 0.6-2.6
GPM: 600 – 1000; 450-600 de diferencial (psi); ROP rotando: 160; ROP deslizando: 60; 200-300 psi de diferencial deslizando.							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

3.3.2 Sección Intermedia: 12 ¼"


La sección intermedia se perforará con las siguientes brocas y los siguientes parámetros de perforación, resumidos en las tablas:

Tabla XXX: Características y parámetros: Broca #3

Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
12 ¼	 HCD605X	5890-8422	2532	50 ROP neta: 70	35-40	80	TFA: 0.948 (5x13) (2x14) HSI: 2.5-2.8
GPM: 830 – 900; 4000 psi de presión; 500 de diferencial (psi); ROP rotando: 80; ROP deslizando: 20; Controlar parámetros en conglomerado sup. Tiyuyacu – ROP avg (promedio): 30 – GPM:650 – RPM:40							


Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Tabla XXXI: Características y parámetros: Broca #4

Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
12 ¼	 VM-20DX	8422-8869	47	30 ROP neta: 35	45	50-70	TFA: 0.92 (3x20) HSI: 3.6
GPM: 800; 3700 psi de presión; 400 de diferencial (psi); ROP rotando: 35; ROP deslizando: 20; Controlar parámetros en conglomerado inf. Tiyuyacu.							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

Tabla XXXII: Características y parámetros: Broca #5


Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
12 1/4	 QD604X	8869-9634	765	50 ROP neta: 65	30	80	TFA: 1.2026 (8x14) HSI: 1.42
GPM: 780; 4000 psi de presión; 400 de diferencial (psi); Controlar parámetros ROP rotando: 70; ROP deslizando: 30							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

3.3.3 Sección Productora: 8 1/2"

La sección productora se perforará con las siguientes brocas y los siguientes parámetros de perforación, resumidos en las tablas:

Tabla XXXIII: Características y parámetros: Broca #6

Tamaño (in)	Tipo	Prof. (ft)	Dist. Perf. (ft)	ROP avg (ft/hr)	WOB (klbs)	RPM	Jets
8 1/2	 QD506ZX	9634-11197	1563	30 ROP neta: 35	10-27	80-205	TFA: 0.6274 (2x11) (4x12) HSI: 1.2
GPM: 380; 2000 psi de presión; 300 de diferencial (psi); Controlar parámetros ROP rotando: 40; ROP deslizando: 10; Nota: 400 gpm hasta tope Napo, 380 gpm hasta tope Hollín, 420 gpm hasta TD.							

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

3.4 Cementación de Revestimientos

El diseño del programa de cementación se llevó a cabo dado los requerimientos del pozo Anma XD, siguiendo las secuencias estándares para la cementación de pozos en el oriente ecuatoriano. Los cálculos de volúmenes de lechada fueron realizados por medio del software y corroborados por medio de los cálculos manuales.

3.4.1 Sección Superficial: 16”

Una vez asentado el casing de 13 ^{3/8}” dentro del hoyo de 16”, se procederá a bombear los siguientes preflujos y espaciadores dentro del pozo, previo al bombeo de las lechadas lead y tail, 5 bbls de agua tratada de 8.34 lpg, 80 bbls de RSB Spacer de 13 lpg y 5 bbls de agua tratada de 8.34 lpg. En la siguiente tabla se muestran las características de cada lechada de cemento:

Tabla XXXIV: Lechadas de Cemento, Sección Superficial

Características (tipo A)	Lechada LEAD	Lechada TAIL	TOP JOB
Md Tope (ft):	500	4890	0
MD fondo (ft)	4890	5890	38
TVD Fondo (ft)	3990	5515	38
Exceso (%):	0	0	
Cemento Requerido (sks):	1154	352	
Tamaño del saco (lbs)	110	110	110
Volumen de Lechada (bbls):	329	81	
Densidad (lb/gal):	14.5	16	15.8
Rendimiento (ft ³ /sks):	1.60	1.29	1.32
Fluido total (gal/sks):	7.62	5.25	5.49
Agua requerida (gal/sks):	7.36	5.14	5.45
Tiempo espera (hr:min)	9:00	3:25	2:20

Agua libre (%):	3.2	1	0
Resis. Comp. (psi/24 hrs):	950	3400	

Fuente: (Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loor

En la siguiente, se muestra el esquema mecánico del pozo:



Figura 3.2: Esquema de mecánico cimentación superficial

Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera, 2014)

En la siguiente simulación se muestra la ubicación teórica de las lechadas y pre-flujos dentro del pozo una vez bombeadas:

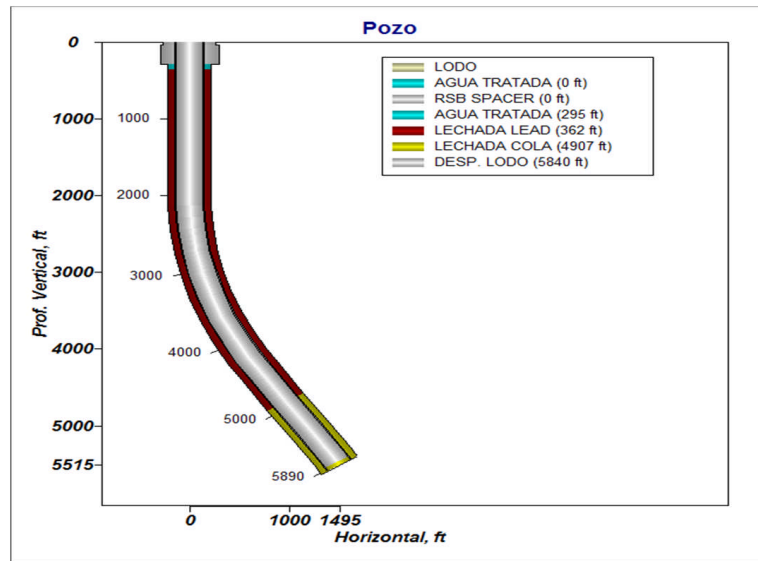


Figura 3.3: Ubicación de lechadas sección superficial
Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera, 2014)

3.4.2 Sección Intermedia: 12 ¼"

Una vez asentado el casing de 9 5/8" dentro del hoyo de 12 ¼", se procederá a bombear los siguientes preflujos y espaciadores dentro del pozo, previo al bombeo de las lechadas lead y tail, 5 bbls de agua tratada de 8.34 lpg, 80 bbls de RSB Spacer de 13 lpg y 5 bbls de agua tratada de 8.34 lpg. En la siguiente tabla se muestran las características de cada lechada de cemento:

Tabla XXXV: Lechadas de Cemento, Sección Intermedia

Características (Tipo G)	Lechada LEAD	Lechada TAIL
Md Tope (ft):	5790	8635
MD fondo (ft)	8635	9633
TVD Fondo (ft)	7920	8654
Exceso (%):	10	10
Cemento Requerido (sks):	510	277
Tamaño del saco (lbs)	94	94

Volumen de Lechada (bbls):	175	64
Densidad (lb/gal):	13.5	16
Rendimiento (ft ³ /sks):	1.92	1.30
Fluido total (gal/sks):	10.10	5.47
Agua requerida (gal/sks):	10.04	5.39
Tiempo espera (hr:min)	4:00	3:20
Agua libre (%):	0	0
Resis. Comp. (psi/24 hrs):	1000	2500

Fuente: (Empresa petrolera)
Modificado por Angel Loo

En la siguiente, se muestra el esquema mecánico del pozo:

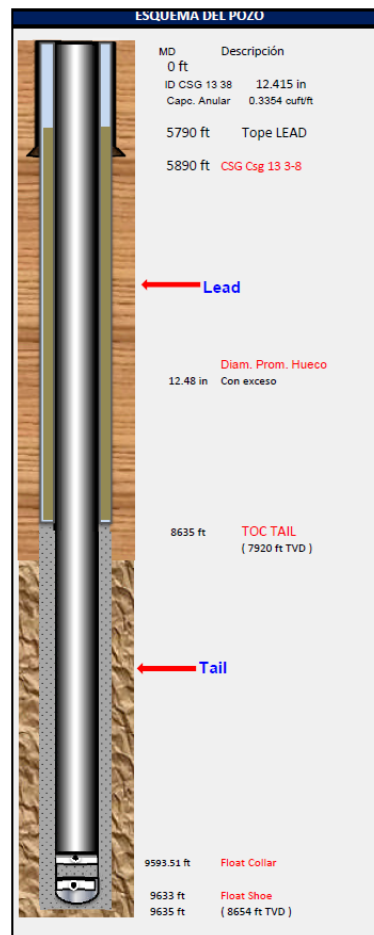


Figura 3.4: Esquema de mecánico cementación Intermedia

Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera, 2014)
Modificado por Angel Loo

En la siguiente simulación se muestra la ubicación teórica de las lechadas y pre-flujos dentro del pozo una vez bombeadas:

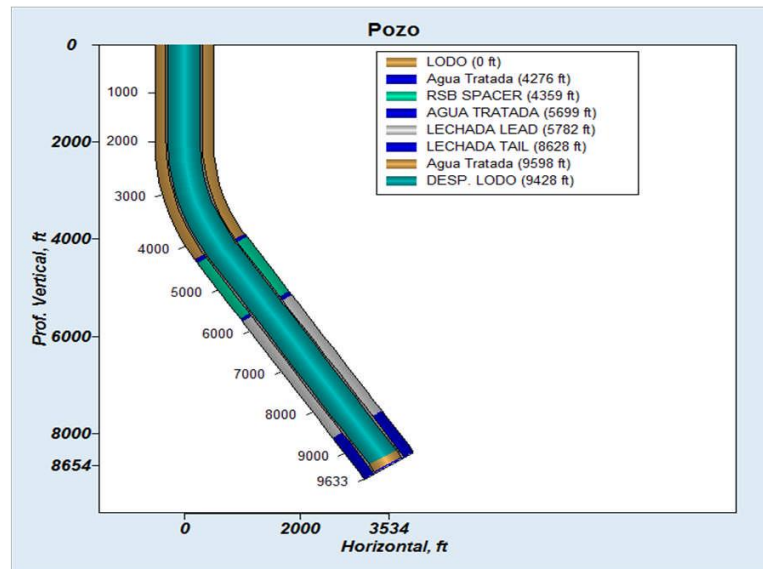


Figura 3.5: Ubicación de lechadas sección Intermedia

Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera, 2014)

3.4.3 Sección Productora: 8 1/2"

Una vez asentado el liner de 7 5/8" dentro del hoyo de 8 1/2", se procederá a bombear los siguientes preflujos y espaciadores dentro del pozo, previo al bombeo de las lechadas lead y tail

- 5 bbls de agua densificada de 9.2 lpg
- 60 bbls de Mud Clean Acid 9.2 lpg
- 5 bbls de agua densificada de 9.2 lpg
- 80 bbls RSB Spacer de 11.2 lpg
- 5 bbls de agua densificada de 9.2 lpg

- 20 bbls de Mud Clean Acid de 9.2 lpg
- 5 bbls de agua densificada de 9.2 lpg
- 30 bbls de Sure Bond de 9.6 lpg
- 10 bbls de agua tratada de 8.4 lpg

En la siguiente tabla se muestran las características de cada lechada de cemento:

Tabla XXXVI: Lechadas de Cemento, Sección Productora

Características (Tipo G)	Lechada Scavanger	Lechada LEAD	Lechada TAIL
Md Tope (ft):		9563	9933
MD fondo (ft)	9563	9933	11196
TVD Fondo (ft)	8679	8985	10090
Exceso (%):	0	20	20
Cemento Requerido (sks):	90	46	118
Tamaño del saco (lbs)	94	94	94
Volumen de Lechada (bbls):	40	13	52
Densidad (lb/gal):	13.0	16.2	16.2
Rendimiento (ft ³ /sks):	2.49	1.55	1.55
Fluido total (gal/sks):	13.57	6.59	6.59
Agua requerida (gal/sks):	13.46	6.14	6.14
Tiempo espera (hr:min)	+10	6:00	3:10
Pérdida de filtrado (ml/30min):		20	20
Resis. Comp. (psi/24 hrs):			2900

Fuente: (Empresa petrolera)
Modificado por Angel Loor

En la siguiente, se muestra el esquema mecánico del pozo:

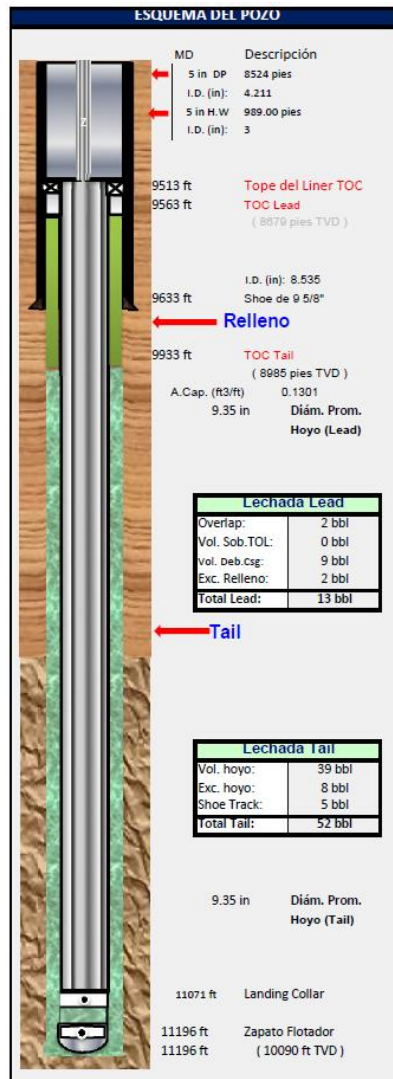


Figura 3.6: Esquema de mecánica cementación Productora
 Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera)
 Modificado por Angel Loor

En la siguiente simulación se muestra la ubicación teórica de las lechadas y pre-flujos dentro del pozo una vez bombeadas:

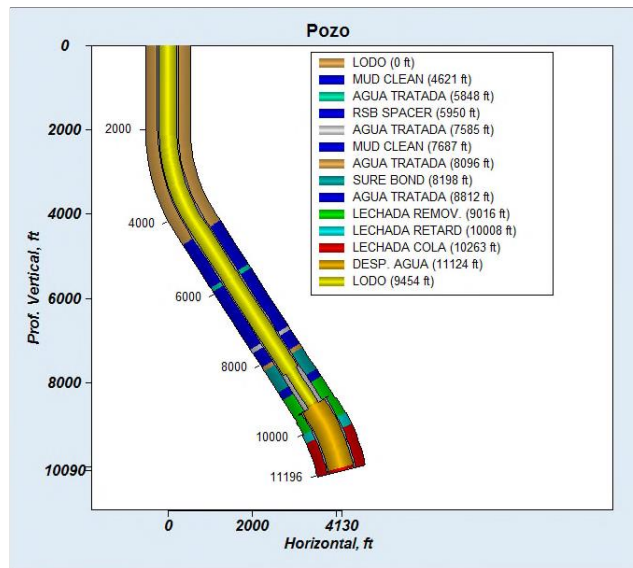


Figura 3.7: Ubicación de lechadas sección Productora
Fuente: (Cement Facts Software, Empresa petrolera, 2014)
Modificado por: Angel Looor

NOTA:

Lechada LEAD: Lechada utilizada para cementar el espacio anular que se encuentra más cercano a la superficie; posee menor densidad que la lechada de cola (tail).

Lechada TAIL: Lechada utilizada para cementar el espacio anular contiguo al zapato flotador; tiene mayor densidad y resistencia al momento de fraguarse.

Top Job: Trabajo de cementación con tubería Macarroni de 2" desde superficie, llenando así el espacio anular desde el tope del cemento de la lechada lead hasta superficie del casing de 13 ^{3/8}".

CAPÍTULO 4

4 PROGRAMA OPERACIONAL DE PERFORACIÓN, ESTRATEGIAS Y CONTINGENCIAS

A continuación se presentan el programa operacional junto con las diferentes estrategias aplicables durante el proceso en cada etapa de perforación, corrida y cementación de revestimientos, así como una serie de contingencias durante los eventuales problemas a suscitarse en las tres secciones, basadas en las experiencias del primer pozo perforado en la plataforma ESP01; además se plantea recomendaciones de las lecciones aprendidas durante el proceso.

4.1 Hueco de 16" y revestidor de 13 ^{3/8}"

Perforación del hoyo de 16"

- Armar **BHA #1** convencional con broca Tricónica MT (TFA: 0.994 in²). Perforar desde 38' hasta 500' MD con flujo controlado de acuerdo a la siguiente tabla:

FT	GPM	BHA
50	50	CONVENCIONAL
100	100	
200	200	
300	300	
400	400	
500	500	

- En fondo bombear tren de píldoras dispersa y viscosa-pesada. Circular hasta retornos limpios. A 500' armar unidad de toma de Gyro y bajar el mismo con guaya, registrar el pozo y reportar.
- Romper circulación y circular el pozo hasta retornos limpios. Dejar 50 bbls de píldora viscosa.
Nota: Si al sacar tubería se observa que el hoyo está en pobres condiciones, se hará viaje de limpieza.
- Realizar viaje a superficie para cambio de broca tricónica por PDC.
- El peso del lodo para la perforación de esta etapa está programado entre 8.4 lpg y 10.8 lpg, incrementar paulatinamente el peso de lodo según se vaya observando el comportamiento del hoyo durante la perforación.

- Armar **BHA #2** direccional con broca PDC de 16" (TFA: 1.05 in²) y bajar hasta fondo. Continuar perforando verticalmente, con galonaje reducido mientras se evalúa la posibilidad de ir aumentando gradualmente (100gpm c/ 100ft), según la siguiente tabla:

FT	GPM	BHA
600	600	DIRECCIONAL
700	700	
800	800	
900	900	
1000	1000	

- Perforar con galonaje reducido, mientras se evalúa la posibilidad de aumentar gradualmente, perforar verticalmente hasta el KOP @ 2000', donde se comenzará a construir ángulo con DLS de 1.4°/100' y con un azimuth de 9.43° hasta alcanzar 33° a 4357', para continuar tangente hasta punto de revestimiento de 13 3/8" (se tomará Gyro a 300' y 500').
- Una vez cumplidas 40 hrs de perforación, bombear tándem 30/40 bbls de píldoras dispersa/viscosa y circular hasta zarandas limpias.
- Llevar a cabo viaje de calibre hasta 500'. Regresar a fondo y bombear tándem 30/40 bbls de píldoras dispersa/viscosa. Circular 15 min y continuar perforando tangente hasta punto de revestimiento de 13 3/8".
- Durante las últimas 4 paradas aumentar la densidad de 10.4 ppg a 10.8 ppg (0.2 ppg por parada). Una vez alcanzada PT, bombear dos

tándem de tren de píldoras (60 bbs dispersa y 60 bbl viscosa pesada) hasta zarandas limpias y homogenizar la densidad del fluido de 10.8 ppg a 11 ppg. Chequear flujo y sacar tubería. Registrar condiciones de salida del BHA y calificación de la broca.

- Chequear flujo, sacar y registrar condiciones de salida del BHA y calificación de la broca.

Nota: Si el viaje a superficie es bueno, bajar revestimiento con zapata convencional.

Nota: Si el viaje de salida presenta problemas, realizar viaje a superficie y volver a fondo para calibrar el agujero.

- Armar CDS. Bajar y cementar revestimiento de 13 3/8", según programa.
- Centrar, cortar y biselar revestimiento. Instalar cabezal y probar. Instalar y probar BOP y Manifold. Instalar Wear Bushing.

Estrategias de limpieza:

- Repasar cada tubo 2 veces hasta obtener 100% arcilla y de ahí en adelante cada parada en 6 min.
- Con broca ticónica bombear 20 bbl de píldora viscosa cada tubo con 15 lpb de material de pérdida.

- Con PDC: bombear 30 bbl dispersa cada parada. Bombear tándem 30/40 dispersa/viscosa cada 2 paradas (dispersa con surfactante y viscosa con material de pérdida o LCM).
- Al terminar de perforar cada parada, levantar la parada por 3 minutos bombeando al máximo galonaje que se perforó la parada. Luego bajar la parada por 3 minutos con el máximo galonaje y rpm que se perforó la parada.
- En puntos apretados trabajar tubería de perforación, sólo de ser necesario hacer backreaming. De ser necesario circular y bombear píldoras dispersa y viscosa con máximo galonaje disponible y con rotación.

Contingencias:

- Perforar el intervalo superficial con una ventana en el conductor de 20" y un cellar jet, con el fin de aliviar la columna hidrostática y prevenir la pérdida de circulación.
- Contar con suficiente LCM en caso de pérdidas.
- Tener preparado un bache de 200bbls de lodo de 12.5ppg.
- Mantener una bomba centrífuga dedicada y conectada a los Jets del Flow Line que permita limpiar y evite que se tapone.
- Durante las conexiones mantener una de las bombas del taladro dirigida al Flow Line.

- En caso de requerir un tapón de cemento, tener preparado un equipo y materiales para movilizar y bombear el tapón si las medidas de control de pérdidas no han funcionado.

Corrida y cementación de revestidor de 13 3/8"

- Armar Shoe track como sigue: Zapato Flotador (PDC drillable) – 1 Jt Csg 13 3/8" – Collar Flotador (PDC drillable, non rotating) – 152 Jts Csg 13 3/8". Aplicar soldadura líquida al Zapato, Collar Flotador y dos primeras Jts. Instalar centralizadores 5' arriba del Zapato y Collar Flotador, espaciamiento de los centralizadores de acuerdo con el programa de cementación. Instalar centralizadores BOW cerca de superficie para ayudar a centralizar el revestimiento, (sin obstrucción para Top Job).
- Cuando se hayan corrido 2 Jts, llenar el revestimiento y probar que el equipo de flotación esté funcionando correctamente, continuar bajando llenando revestimiento cada 5 Jts o cada vez que sea posible.
- Monitorear el peso del revestimiento durante la corrida. Romper circulación al Zapato de 20" y bajar circulando como sea necesario para llegar a fondo y evitar empaquetamiento, usando el empaque de circulación, si se observa disminución anormal de peso, entonces circular. Llegar a fondo con circulación.

- Circular a limpio mínimo dos volúmenes anulares hasta que la presión sea estable y no haya indicios de empaquetamiento (empezar con circulación lenta, incrementar gradualmente monitoreando el comportamiento de la presión). La velocidad anular debe ser menor a la calculada durante la perforación. Registrar el peso del revestimiento durante y después de la circulación.
- Cementar el revestimiento de 13 3/8" de acuerdo con el programa de cementación detallado. La premezcla de cemento y aditivos debe estar basada en las pruebas de laboratorio usando muestras de agua del río de captación y teniendo en cuenta las condiciones de temperatura de fondo. Sentar tapón de desplazamiento con 500 psi por encima de la presión final de desplazamiento. Chequear Back Flow. Registrar y reportar el peso del revestimiento durante el asentamiento del Top Plug y posterior al Back Flow. Registre los volúmenes de retorno.
- Dejar el revestimiento colgado en la cuña. WOC de acuerdo con el desarrollo de resistencia (registrar el peso antes de asentar cuñas en la mesa rotaria).
- Levantar y desarmar Diverter System. Asentar la sección "A" de 13 5/8" con 25.000 lbs de tensión por encima del último peso registrado para evitar Buckling del revestimiento. Probar el correcto

asentamiento del Casing en el Casing Hanger antes de proceder a cortar el revestimiento de 13 3/8”.

- Chequear y verificar la medida de corte del revestimiento de 13 3/8” con respecto al Casing Spool a ser instalado. Cortar y biselar el revestimiento de 13 3/8”. Verificar el correcto biselado exterior del revestimiento para no dañar los sellos del Pack Off del Casing Spool. No corte la tubería de revestimiento 13 3/8” hasta tanto no haya examinado el Casing Spool y confirmado que son las partes correctas. Un corte muy bajo puede resultar en un problema severo.
- Instalar sistema BOP’s 13 5/8” x 5M Cameron Double U y preventor anular 13 5/8” x 5M Shaffer esférico.
- Instalar los templetes de los BOP’s a la subbase.
- Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas con 300 psi por 5 min. y 3000 psi / 5 min.
- Instalar con una junta de DP, el tapón de prueba, retirar la junta de tubería, cerrar el Blind Rams y la válvula HCR, probar con 300 psi / 5 min. y 3.000 psi / 5 min.
- Instalar una junta de DP, cerrar el pipe Rams y probar en conjunto con las válvulas del Manifold con 300 psi / 5min. y 3.000 psi / 5 min.
- Cerrar preventor anular, probar con 300 psi / 5 min. y 1.500 psi / 5 min. Retirar el probador de copa y desarmar junta de tubería.

- Todas las pruebas deben efectuarse con agua. Las pruebas deben ser satisfactorias antes de reanudar la perforación.
- Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing) (revisarlo periódicamente).

4.2 Hueco de 12 ¼” y revestidor de 9 5/8”

Perforación del hoyo de 12 ¼”

- Armar **BHA #3** direccional y PDC (TFA: 0.9488). Bajar con bomba y rotaria 2 paradas antes de conseguir tope de cemento, levantar y probar revestimiento, perforar cemento y tapones, con un galonaje de 550 GPM y un WOB entre 5-10 Klbs (perforar bajo del zapato con flujo controlado máximo 600 GPM).
- Continuar perforando manteniendo ángulo a través de Orteguaza, Tiyuyacu, Congl. Sup. Tiyuyacu (parámetros controlados Congl. Sup.) y hasta alcanzar el tope del Congl. Inf. Tiyuyacu (confirmar con 2 muestras consecutivas de 100% conglomerado).
- Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a superficie. Revisar el estado del BHA y reportar.
- La secuencia operacional durante el viaje dependerá de las condiciones del hoyo. Máximo over pull 50 klbs. Realizar backreaming únicamente en casos extremos.

- Armar y bajar **BHA #4** direccional con tricónica hasta fondo y continuar perforando tangencialmente a través del Cong. Inf. masivo, con máximos parámetros de perforación hasta unos 60' dentro de Tena (confirmar con 1 muestra de 80% arcilla) donde se planea cambiar broca TCI por PDC.
- Una vez a la profundidad de cambio de broca, habiendo confirmado el tope de la formación Tena, bombear tren de píldoras 30 bbls de dispersa seguido de 40 bbls de viscosa pesada. Circular hasta retornos limpios.
- Sacar BHA a superficie y verificar estado.
- Armar y bajar **BHA #5** direccional con PDC hasta fondo y continuar perforando manteniendo tangente, con parámetros máximos hasta punto de revestimiento de 9 5/8".

Nota: Dejar un Rat Hole de ± 10 ft (por tally), de manera que el casing pueda ser "colgado" en el tazón de 9 5/8" del cabezal.
- Durante las últimas 3 paradas aumentar la densidad de 10.5 ppg a 10.8 ppg (0.1 ppg por parada). Una vez alcanzada PT, bombear tren de píldoras (60 bbs dispersa con Pronto Plug y 2 x 60 bbl viscosa pesada) hasta zarandas limpias y homogenizar la densidad del fluido a 11.0 ppg en un fondo arriba para bajada de revestimiento
- Realizar viaje a zapata de 13 3/8". Bombear píldora tapón y sacar a superficie.

- Sacar buje de desgaste (wear bushing).
- Cambiar Rams de 5" por 9 5/8" y probar.
- Armar CDS. Bajar y cementar revestimiento de 9 5/8".

Nota: debido a que usaremos el cabezal Multi Bowl, conectar el Casing Hanger a la última junta (según Tally) y bajar la misma con el "Landing Joint". Tener en cuenta el Rat Hole previamente dejado en perforación.

- Cementar Casing. Desacoplar y quebrar el "Landing Joint" de revestidor de 9 5/8". Probar sellos del cabezal. Cambiar Rams de 9 5/8" por 5" y probar. Probar el conjunto superficial, línea de matado y válvulas. Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.

Estrategia de limpieza:

- Repasar cada parada en 6 min.
- Orteguaza: Bombear píldora viscosa y/o viscosa pesada (con estabilizador de lutitas) cada 2 -3 paradas (no bombear píldora dispersa)
- Conglomerados: bombear 40 bbl píldora sellante (con carbonato y estabilizador de lutitas) cada parada y cada dos paradas bombear píldora sellante + píldora viscosa.

- Tena: bombear 30 bbl dispersa con 10 lpb material de pérdida cada parada y 1% de surfactante. Bombear tándem 30/40 dispersa/viscosa cada 2 paradas.
- En puntos apretados trabajar tubería de perforación (overpull hasta 60K), sólo de ser necesario hacer backreaming. De ser necesario circular y bombear píldoras dispersa y viscosa con máximo caudal disponible y con rotación.

Contingencias:

- Disponer suficiente material de puenteo, carbonato en locación.
- Disponer de material lubricante y diésel
- Mantener en locación suficiente disponibilidad de barita.

Corrida y cementación de revestidor de 9 5/8"

- Bajar revestidor de 9 5/8", 53.5 # C-95, BTC, Special Drift y 47 #, R-95/N-80, BTC. 1 Zapato rimador, BTC, perforable con broca PDC – 1 junta de revestidor 9 5/8" – 1 collar flotador convencional, BTC, no rotativo perforable con PDC – 222 juntas hasta superficie de casing 9 5/8". Se instalarán anillos de torque en cada junta.
- Centralizar de acuerdo a programa de cementación.

- Verificar el correcto funcionamiento de los dispositivos flotadores, y el torque adecuado de "Ajuste". Circular en los puntos que encuentre obstrucción.
- Para reducir tiempo se instalará la cabeza de circulación en la última junta a bajarse, se subirán acopladas para ser ajustadas en el piso de la torre, con el torque adecuado. Se colocará suelda fría sólo en el shoe track.
- Tener en locación tubos cortos (20' - 10' - 5') de revestidor 9 5/8", como contingencia, en caso que la cabeza de cementación no haga sello con el último revestidor.
- Una vez en el fondo, levantar la cabeza de cementación, armar las líneas y circular por lo menos un retorno, acondicionar lodo (YP: 17-18).

Nota: debido a que se usará el cabezal Multi Bowl, conectar el Casing Hanger a la última junta (según Tally) y bajar la misma con el "Landing Joint". Tener en cuenta el Rat Hole previamente dejado en perforación.

- Desacoplar y quebrar el "Landing Joint" de revestidor de 9 5/8". Probar sellos del cabezal. Cambiar Rams de 9 5/8" por 5" y probar. Probar el conjunto superficial, línea de matado y válvulas. Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.

- Verificar la condición de los tapones de desplazamiento, antes de instalarlos en la cabeza de cementación.
- Realizar reunión de seguridad con todo el personal, probar líneas de cementación. Cementar de acuerdo al programa (ver anexo, programa de cementación), no bombear cemento detrás del tapón (Top Plug), el desplazamiento se realizará con las bombas del taladro conectadas en “Y” con las líneas de la unidad de bombeo.
- Desplazar el cemento con lodo de la sección de 12 ¼”.
- Asentar tapón con 500 psi encima de la presión final de desplazamiento.
- Desacoplar y acostar el “Landing Joint” de revestidor de 9 5/8”.
- Probar sellos del cabezal con el 80% máximo de la presión de colapso del revestidor de 9 5/8”. Coordinar con Producción la correcta orientación de las válvulas del cabezal.
- Cambiar Rams de 9 5/8” por 5” y probar.
- Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas con 300 psi por 5 min. y 3000 psi / 5 min.
- Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.
- Todas las pruebas deben efectuarse con agua. Las pruebas deben ser satisfactorias antes de reanudar la perforación. Registrar las presiones de las pruebas.
- Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing).

4.3 Hueco de 8 ½” y liner de 7”

Perforación del hoyo de 8 1/2”

Debido a probables problemas con Wash Outs bajo la zapata de 9 5/8”, así como frente a las lutitas en la sección de 8 ½”, se plantea un régimen estricto de hidráulica para la perforación de esta sección.

El objetivo de estas prácticas va dirigido a obtener una mejor calidad de hoyo (por encima del desempeño traducido en tiempos de perforación), facilitar las operaciones de registros eléctricos y mejorar el resultado de las cementaciones. De los análisis realizados se ha determinado que el régimen hidráulico es de suma importancia para garantizar un calibre de agujero que permita registrar con cable y cementar con éxito el liner de 7”. Se ha determinado que el límite de HSI para la formación Tena es de 2.4 y el del reservorio es de 1.5.

- Armar BHA #6. Bajar hasta 200' antes de collar flotador, lavar con 400 GPM hasta tope de cemento (TOC) o los tapones.
- Moler cemento, tapones, collar y cemento, hasta 10' antes del zapato flotador con un galonaje de 380 gpm y un peso sobre la broca (WOB) entre 4-8 klbs 40 rpm,
- Cerrar el preventor anular. Probar casing con 500 psi / 10 min. Abrir preventor anular.

- Continuar perforando cemento y zapato flotador con parámetros lentos, desplazando el pozo con lodo nuevo previo bombeo de píldora espaciadora.
- Perforar 10' de formación. Sacar el BHA hasta tener la broca dentro del revestimiento de 9 5/8". Realizar FIT con EMW de 12 lpg.
 - Continuar perforando tangente hasta Napo, donde se comenzará a tumbar ángulo con DLS 2°/100' hasta 10126' DLS 1.12°/100' hasta 10806' y con 1.01°/100' hasta PT del pozo.
 - Perforar con galonaje de acuerdo a la siguiente tabla:

GPM	Hasta
400	Tope Napo
380	Tope Hollín
420	TD

- A partir de Basal Tena (máximo HSI permitido 1.5)
- Bombear una píldora viscosa cada parada para asegurar la limpieza del pozo.
- A la entrada de la Formación Hollín, incrementar galonaje a 420 gpm y la densidad del fluido a 9.8 ppg.
- Bombear 60 bbl de píldora viscosa-pesada (12.5 ppg), circular a limpio y homogenizar a 9.9 ppg en un fondo arriba.
- Realizar viaje corto al zapato de 9 5/8", bombear tándem 1, circular fondo arriba, chequear el pozo por flujo y volver a fondo.

- En fondo circular hasta retornos limpios acondicionando a una densidad de 10.0 ppg (para corrida de registros y liner).
- Dejar píldora viscosa con lubricante que cubra el hueco abierto y compense el ECD.
- Sacar sarta hasta zapata de 9 5/8". Realizar Flow Check. Bombear píldora tapón y sacar sarta a superficie.
- Posicionar unidad, armar y tomar registros eléctricos de hueco abierto.
- Sacar a superficie. La secuencia operacional durante el viaje dependerá de las condiciones del hoyo. Máx Over Pull 50 klbs.
- Retirar wear bushing, cambiar los Rams de 5" X 7". Armar CDS. Bajar, anclar, circular y cementar liner de 7". Sentar Top Packer y probar el mismo. Sacar por encima del TOL.
- Circular y cambiar fluido por agua fresca. Sacar Liner Setting Tool a superficie.
- Finalizar evento de perforación.

Estrategia de limpieza:

- Repasar cada parada en 5 minutos (2 veces) para mantener la calidad del agujero.
- Desde Basal TENA bombear cada parada 30 bbls de píldora viscosa con Amina (Inhibidor de arcillas) y CaCO₃.

Contingencias:

- Disponer suficiente material de puenteo, de diferentes granulometrías en locación.
- Disponer de material para píldoras liberadoras.

Corrida y cementación de liner de 7”

- Armar Shoe Track (Float Shoe, 1 junta de Liner, Float Collar, 1 junta de Liner, Landing Collar). Estos ítems deberán ser ajustados con Bakerlock y probados.
- Levantar y correr el Liner de 7” de acuerdo al Tally, llenando las juntas mientras se corren revisando que la sarta esté llena en cada junta.
- Las conexiones se harán hasta el torque óptimo. En caso de una curva de torque incorrecta, intente rehacer la conexión. Si está en duda, quiebre la junta y la anterior si es necesario.
- Instalar los centralizadores semi-rígidos en las juntas. Se sugiere un 75% de “stand off”.
- Revise los retornos mientras corre en el hueco. Llevar un registro del viaje.
- Arme el colgador del Liner y la herramienta de asentamiento (previamente ensamblada). Revise que el Setting Tool esté correctamente agarrado al ensamblaje del colgador.
- Verifique que el Liner está completamente lleno, rompa circulación sin exceder la presión de circulación máxima especificada en el

programa de cementación, registre los pesos y parámetros de rotación.

- Registre: peso del bloque, peso teórico del liner, peso levantado, peso bajando, tasa de circulación, torque, presión, RPM.
- Correr el Liner con tubería de perforación conejeándola. Conejo mínimo de 2.5" OD (La bola es de 1 $\frac{3}{4}$ "). No exceda 3 min/stand.
- Detenerse en el zapato de 9 5/8" y romper circulación hasta la tasa de bombeo mencionada en el programa de cementación para el desplazamiento.
- Corra el liner en el hueco abierto hasta el fondo y espacee para que la posición del equipo de cementación sea tan cercana como sea posible a la mesa de rotación (mantenga en mente que se necesita hacer "Slack-off" para asentar el colgador).
- Arme la cabeza de cementación y líneas. Realice prueba de presión.
- Con el Liner en fondo, revise y registre los parámetros: Peso del bloque, Peso teórico del Liner, Peso levantando, Peso bajando, Tasa de circulación, RPM, presión, torque
- Registre a 2, 4, 6 y 8 bpm. Nota: si a 6 bpm la presión en cabeza se acerca a 1100psi, NO circule a 8 bpm.
- Rompa circulación lentamente paso a paso hasta la tasa de circulación convenida (no exceda el 60% de la presión de

asentamiento del colgador). Circule el Liner reciprocando la sarta 3 ft arriba y abajo del punto de asentamiento del colgador.

- Una vez que el hueco esté acondicionado, proceda a asentar el colgador de acuerdo con el procedimiento del operador.
- Suelte la bola y bombéela. Asiente el colgador a la profundidad requerida, libere el Setting Tool pero no lo retire del colgador (Seguir el procedimiento del operador, levante $\pm 2 - 3$ ft).
- Verifique que el peso del Liner se ha perdido y registre el nuevo peso de la sarta.
- Una vez que el Liner se ha asentado, comience a mezclar el cemento mientras circula aumentando la tasa de bombeo paso a paso hasta la tasa de bombeo de desplazamiento. Compare las presiones y la tasa de bombeo contra las que se registraron antes. Monitoree los retornos y asegúrese que el pozo está limpio.
- Cemente el Liner de acuerdo al programa de cementación.
- Libere el dardo y bombéelo detrás del cemento y desplace usando la unidad de cementación.
- Asegúrese que las bombas del taladro están alineadas para desplazar con ellas si es necesario.
- Baje el caudal a 3 bpm 15 bbls antes de llegar al "Wiper Plug", verificando el enganche de tapones (± 1500 psi).

- Recalcule el desplazamiento y continúe desplazando a la misma tasa hasta llegar al Landing Collar.
- Si no se observa el cizallamiento del Wiper Plug use el volumen teórico de desplazamiento únicamente.
- Asiente los tapones con 500psi por encima de la presión final de desplazamiento.
- No desplace más del volumen calculado más la mitad del volumen del "Shoe Track" para tratar de asentar el tapón.
- Revise que los tapones aguantan:
- Si ocurre Back Flow, Presurice para ver si el tapón puede ser asentado nuevamente. Si no es posible, proceda a asentar el Top Packer, circule el exceso de cemento por encima del tope del Liner (TOL). Saque y quiebre el Setting Tool.
- Si no hay Back Flow, retire el Setting Tool del Liner y circule. Continúe circulando mientras que saca el Setting Tool fuera del PBR. Circule fuera el exceso de cemento y lodo contaminado.
- Asiente el Top Packer de acuerdo con el operador de Liner.
- Saque y quiebre el Setting Tool.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- El pozo Anma XD de tipo “J” Modificado, requiere de poco trabajo direccional para tumbar ángulo dentro de las arenas productoras. También, tiene un desplazamiento horizontal de 4200 ft, para alcanzar mayores áreas del yacimiento; además de suministrar un hoyo con mayor tendencia vertical en las zonas de pago, para que sea instalada la completación y se produzca más eficientemente.

- Debido al tipo de perfil del pozo Anma XD, se tiene una gran sección tangente en la cual se puede optimizar la tasa de penetración, reduciendo de ésta manera los tiempos de perforación, además de no tener grandes patas de perro a lo largo de su perfil lo que facilitará los viajes de calibre, y de cambio de BHA.
- Se planificaron 6 ensamblajes de fondo para el pozo Anma XD, todos éstos basadas en las hidráulicas corridas en el software Advantage, de acuerdo al requerimiento litológico de la trayectoria del pozo.
- La Sección Superficial utilizará 2 ensamblajes: el BHA#1 tipo rígido hasta 500', el BHA#2 tipo fulcrum con un torque máximo esperado de 17 Klb.ft, máximo arrastre de 33 Klb y 44 Klbs de carga máxima sin producir pandeo, hasta punto de casing 13 ^{3/8}".
- La Sección Intermedia utilizará 3 ensamblajes: el BHA#3 fulcrum para mantener tangente y torque máximo esperado de 19 Klbs.ft, 54 klbs de arrastre y máxima carga de 63 Klbs sin producir pandeo; el BHA#4 para mantener tangente y avanzar en conglomerado inferior de Tiyuyacu con un torque máximo esperado de 20 Klb.ft, 64 klbs de arrastre y 61 klbs de carga máxima; el BHA#5 hasta punto de casing de 9 ^{5/8}" con torque máximo esperado de 21.4 klb.ft, 66 klbs de arrastre y 59 klbs de carga máxima aplicable;
- La sección productora utilizará 1 ensamblaje: el BHA#6 para atravesar las formaciones productoras con un torque máximo

esperado de 19 klb.ft mientras se perfora, 79 klbs de arrastre y 18 klbs de carga máxima aplicable sin producir pandeo;

- En la perforación del pozo Anma XD se utilizarán 3 tipos de lodos, para la primera sección un tipo gel-polimérico que va desde 8.4 a 10.7 lpg de baja reología para opturar los conglomerados superficiales; para la sección intermedia se usará un lodo tipo inhibitorio que va desde 9.8 a 11 lpg, de diferentes reologías entre medias y altas para atravesar formaciones conglomeráticas y arcillosas; y la sección productora con un lodo tipo sellante con densidades que van desde los 9.3 a los 10 lpg y propiedades reológicas altas, enfocados en el cuidado de las formaciones de interés y la buena limpieza del hoyo.
- Se determinó asentar el casing de 13 ^{3/8}" a 5890', 100 ft adentro de Orteguaza para prevenir fractura de formación frente al zapato; el casing de 9 ^{5/8}" a 9633', 80 ft antes del tope de Basal Tena para cambio de fluido y cementación en formación competente, y el liner de 7" colgarlo desde 9513' hasta PT a 11196'; todo esto basado en los factores de diseño de los esfuerzos de colapso, estallido y tensión para cada uno de los revestidores.
- Las zonas de mayor cuidado dentro de la perforación de Anma XD son los conglomerados de Tiyuyacu, las arcillas de Orteguaza, Tena y Napo, y las areniscas productoras por riesgo de pega diferencial.

- Se establecieron los parámetros operacionales para los ensamblajes de fondo, teniendo la sección superficial BHA#1: 50-500 gpm, HSI 0.8 y ROP 25-40 ft/hr. BHA#2: 600 a 1000 gpm, HSI 0.6-2.6, 450-600 psi de diferencial, 70-290 RPM, WOB 15-30 klbs, y ROP 95 ft/hr.
- Los parámetros a perforar la sección intermedia serán BHA#3: 830-900 gpm, HSI 2.5-2.76, presión de 4000 y diferencial de 500 psi, 80 RPM, WOB 35-40 Klbs, y ROP 50 ft/hr. BHA#4 80 gpm, 3.6 de HSI, 3700 de presión y 400 psi de diferencial, RPM 50-70, WOB de 45, ROP rotando 35, y ROP deslizando 20 ft/hr. BHA#5: 780 gpm, HSI 1.42, 4000 de presión y 400 psi de diferencial, 80 RPM, 30 Klbs WOB, ROP rotando 70, ROP deslizando 30 ft/hr.
- Los parámetros para perforar la sección productora serán, en el BHA# 6: 380 gpm, 1.2 HSI, 2000 psi y 300 psi de diferencial, RPM 80-205, 17-27 Klbs WOB, ROP rotando 40 y deslizando 10 ft/hr.
- Las estrategias y los planes de contingencia establecidos permitirán perforar a Anma XD en $23,7 \pm 2$ días de acuerdo a lo estimado.
- Se presupuestó 3.38 millones aproximados para la perforación de Anma XD, teniendo así un valor por debajo del costo promedio de perforación para pozos con trayectoria y características similares.
- Se generó una secuencia operacional que servirá de guía para la perforación de futuros pozos en la plataforma ESP01.

5.2 Recomendaciones

- Para un óptimo diseño y planificación de los futuros pozos a perforar, analizar todos los datos disponibles de los pozos vecinos, con el fin de optimizar parámetros y tiempos de operación.
- Durante la perforación de las diferentes secciones, mantener el fluido de perforación lo más disperso posible para evitar embolamientos y hoyos apretados.
- Durante la perforación de las arenas productivas, mantener siempre rotando la sarta de perforación, minimizar el tiempo de conexión entre paradas y disponer de suficiente material puenteante, lubricante y sellante para evitar así las pegas diferenciales.
- Mantener una adecuada densidad del fluido y el uso de píldoras sellantes para atravesar los conglomerados y así evitar los huecos apretados por la presencia de grandes pedazos de roca.
- Utilizar píldoras dispersas para atravesar las formaciones arcillosas como Tena para evitar los embolamientos y la baja ROP.
- No aumentar el galonaje al pasar de una formación a otra debido a la posibilidad de lavado de la roca (washout).
- Seguir los parámetros operacionales descritos con anterioridad para un buen desempeño de los ensamblajes de fondo y obtener la ROP planificada.
- Perforar con cellar jet la sección superficial para evitar fracturas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) BOURGOYNE, A., MILLHEIM, K., CHENEVERT, M., Applied Drilling Engineering, SPE Textbooks Second Printing, U.S.A. TX. 1991, 42-301
- 2) HERIOT WATT, Drilling Engineering, Institute of Petroleum Engineering, U.K. 2005, 284 – 498.
- 3) ADAMS, N. Drilling Engineering: A complete Well Planning Approach, Pennwell Books, Tulsa, OK, 1985, 33 – 125.
- 4) MOORE, P. L., Drilling Practices Manual, Second Edition, Pennwell Books Company, Tulsa, OK, 1986.
- 5) RAHMAN, S.S, Casing Design Theory and Practice, Elsevier Science B. V., Amsterdam, The Netherlands, 1995.
- 6) BABY, P., RIVADENEIRA M., BARRAGÁN, R., La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Primera Edición, Petroecuador, Quito-Ecuador, 2004
- 7) PEMEX-UPMP, Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento, D.F. México, 2003.
- 8) BAKER HUGHES INTEQ, Directional Drilling Academy Overview, Houston: Academy, INTEQ Directional Drilling.
- 9) CALISPA MANTILLA & VILLEGAS VÉLEZ, Análisis Técnico para la Optimización de los parámetros y variables de perforación en la cuenca Oriente, UCE, Quito, 2013. (Tesis de Grado).

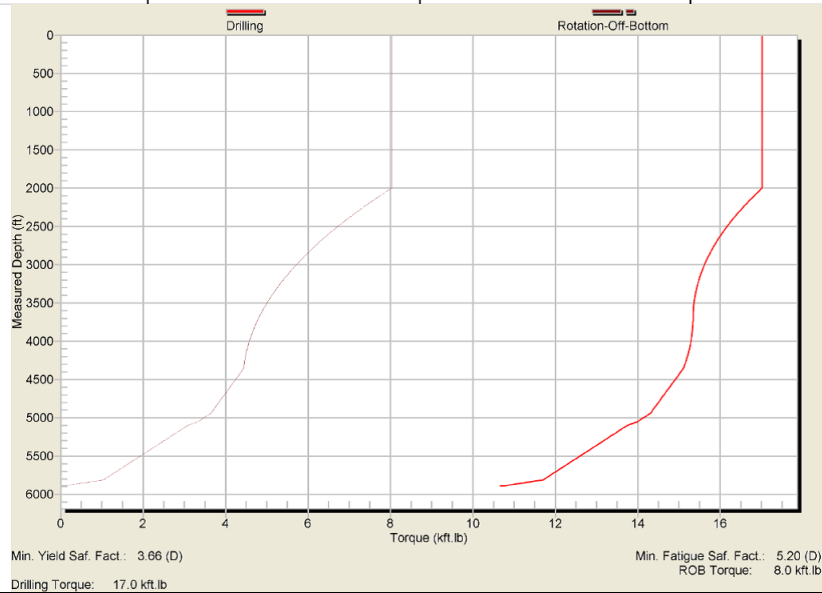
- 10) NORTON, J., Fórmulas y cálculos para la perforación, producción y rehabilitación, Todas las fórmulas que se necesitan para resolver problemas de perforación y producción, 2010, 136 – 186.
- 11) ESTACIO VARGAS, Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo “Oso X” en el Pad B del Campo Oso de Petroamazonas Bloque 7, UTE, Quito, 2012. (Tesis de Grado).
- 12) MAYALICA DALGO, Medidas de Ingeniería de Perforación para optimizar el proceso de construcción de pozos direccionales en el Campo Sacha, UCE, Quito, 2013. (Tesis de Grado).
- 13) CUZCO YAMASCA & ORTIZ BONILLA, Estudio de la Tecnología de perforación, diseño y planificación de un pozo multilateral nivel 5 de dos ramales en un campo petrolero del oriente ecuatoriano, EPN, Quito, 2013. (Tesis de Grado)
- 14) MORENO PIÑA, Análisis y Selección entre ensamblajes de fondo convencional y rotatorio para la perforación de pozos direccionales en los Campos del Bloque 15, ESPOL, Guayaquil, 2008. (Tesis de Grado).
- 15) DRILLING & MEASUREMENT, Quick Reference Guide, SLB, 2013
- 16) DRILCO, Tubulars and Tubular Services Catalog, 2012
- 17) MI SWACO, Drilling Fluid System & Products Catalog, Versión 6, Schlumberger, 2012.
- 18) BAKER HUGUES, INTEQ Navi-Drill Motor Handbook, 11th Edition, 2009.
- 19) HUGHES CHRISTENSEN, Drill Bits Catalog, 12th Edition, B.H., 2010

ANEXOS

ANEXO B: Simulaciones de Torque y Arrastre de cada BHA

Simulación Torque & Arrastre BHA#1

Case - Anma XD _AdvCase_16_BHA#2			
Operator	ESPOL	Facility	ESP01
Well	Anma XD	Field	ESPOL
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	5890 ft	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	30.00 klbf		
Torque on Bit	10.67 kft.lb		
Bit Drag Force	- klbf		
Overpull Force	- klbf	Include Bending Influence	Yes
ROB Torque Resistance	- kft.lb	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
Depth Interval ft	Inner Fluid Density ppg	Depth Interval ft	Outer Fluid Density ppg
5890	10.40	5890	10.40

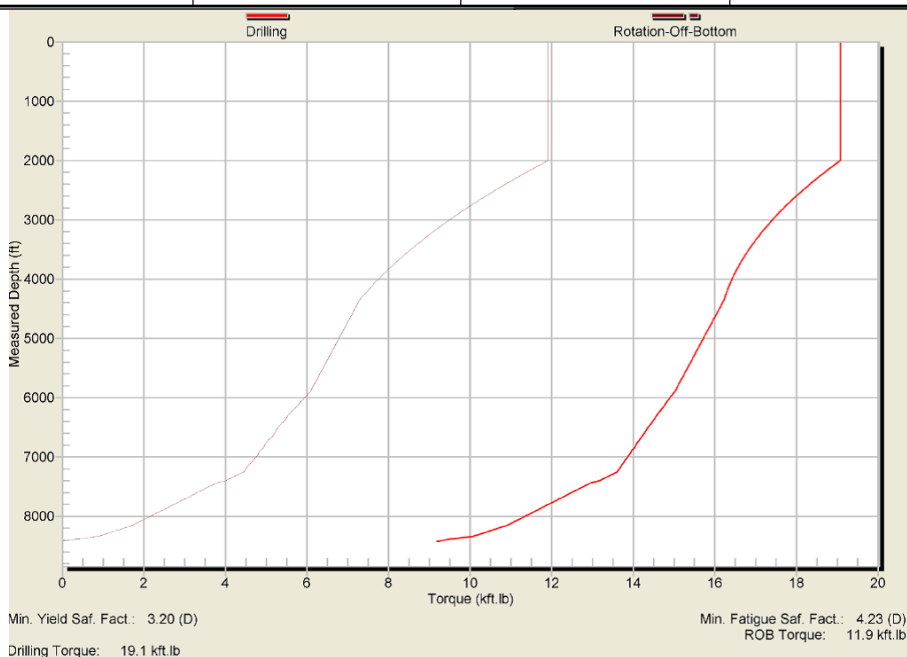


	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	106.22	106.22	17.01	ROP	90.0	75
Slack-Off	112.76	112.76	0.00	RIH	1000.0	0
Pick-Up	170.22	170.22	0.00	POOH	1000.0	0
Rot off Btm	136.47	136.47	8.03	Rotational Discontinuity No		
	Drag klbf	Drill String Twist		5 rev 343 deg	Stretch ft	
Drilling	0.25	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)		712.07 klbf	Drilling	1.767
Slack-Off	23.71	DrillString Weight in Air		180.38 klbf	Slack-Off	2.152
Pick-Up	33.75	Bit To Neutral Point (Drilling)		663.45 ft	Pick-Up	3.601
		Sin. Buckling WOB		44.51 klbf	Rot off Btm	2.781
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	85.9 P	170.22 P	242.8 D	2331.6	1000	4000
	O.Mode	Stress psi	at MD ft		O.Mode	Safety Factor
Max Axial	P	32172.8	0.00	Min Yield Safety Factor	D	3.66
Max Torsional	D	17886.5	0.00	Min Fatigue Safety Factor	D	5.20
Max Bending	P	4183.9	2026.00			2026.00
Max Combined	P	36896.6	0.00			
D Drilling	S Slack-Off	P Pick-Up	R Rot off Btm		i input	c calculated

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Simulación Torque & Arrastre BHA#2

Case - Anma XD _AdvCase_12.25_BHA#3			
Operator		Facility	
Well		Field	
ESPOL		ESPOL	
Anma XD		ESPOL	
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	8422 ft	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	35.00 klf	Include Bending Influence	Yes
Torque on Bit	9.19 kft.lb		
Bit Drag Force	- klf		
Overpull Force	- klf		
ROB Torque Resistance	- kft.lb	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
Depth Interval ft	Inner Fluid Density ppg	Depth Interval ft	Outer Fluid Density ppg
8422	10.40	8422	10.40

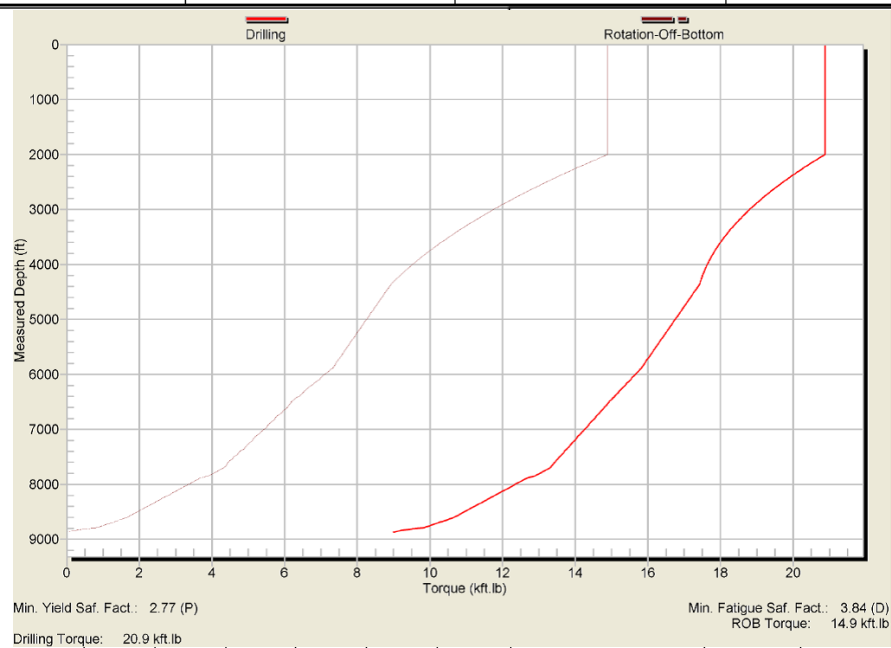


Tortuosity / Noise				Friction Factor		
Bottom MD ft	Build-Plane Curvature deg/100ft	Turn-Plane Curvature deg/100ft	Variation	Bottom MD ft	Axial	Torsional
5890	1.20	2.40	None	5890	0.35 i	
8422	1.20	2.40	Random	8422	0.45 i	
	Hook Load @ 0.0 MD klf	Indicated Hook Load klf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	127.02	127.02	19.08	ROP	50.0	80
Slack-Off	123.66	123.66	0.00	RIH	1200.0	0
Pick-Up	216.41	216.41	0.00	POOH	1000.0	0
Rot off Btm	162.26	162.26	11.91	Rotational Discontinuity No		
	Drag klf	Drill String Twist		8 rev	341 deg	Stretch ft
Drilling	0.24	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)	712.07 klf			3.198
Slack-Off	38.60	DrillString Weight in Air	222.69 klf			3.533
Pick-Up	54.16	Bit To Neutral Point (Drilling)	702.86 ft			6.608
		Sin. Buckling WOB	63.85 klf			4.905
	Drawwork HP	at Fastline Load klf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	109.2 P	216.41 P	290.3 D	2284.9	980	4000

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Simulación Torque & Arrastre BHA#3

Case - Anma XD _AdvCase_12.25_BHA#4			
Operator Well		ESPOL Anma XD	Facility Field
			ESP01 ESPOL
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	8869 ft	Calculate Indicated Hook Loads	Yes
Weight on Bit	45.00 klbf	Travelling Assembly Weight	45.00 klbf
Torque on Bit	9.00 kft.lb	Block Efficiency	100.00 %
Bit Drag Force	- klbf	Include Bending Influence	Yes
Overpull Force	- klbf	Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)
ROB Torque Resistance	- kft.lb		
Depth Interval ft	Inner Fluid Density ppg	Depth Interval ft	Outer Fluid Density ppg
	8869	10.65	8869
			10.65

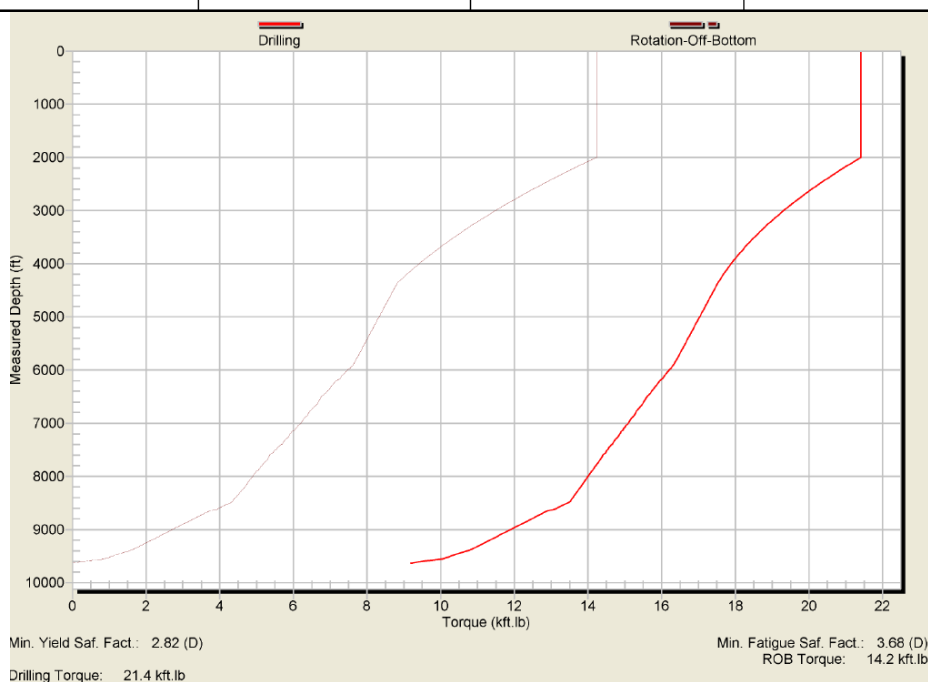


Tortuosity / Noise				Friction Factor		
Bottom MD ft	Build-Plane Curvature deg/100ft	Turn-Plane Curvature deg/100ft	Variation	Bottom MD ft	Axial	Torsional
5890	1.20	2.40	None	5890	0.35 i	
8869	1.20	2.40	Random	8869	0.45 i	
	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	147.82	192.82	20.88	ROP	30.0	50
Slack-Off	147.81	192.81	0.00	RIH	1200.0	0
Pick-Up	257.60	302.60	0.00	POOH	1000.0	0
Rot off Btm	193.06	238.06	14.89	Rotational Discontinuity	No	
	Drag klbf	Drill String Twist		9 rev	360 deg	Stretch ft
Drilling	0.25	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)	712.07 klbf			3.578
Slack-Off	45.25	DrillString Weight in Air	261.17 klbf			4.251
Pick-Up	64.54	Bit To Neutral Point (Drilling)	993.38 ft			7.975
		Sin. Buckling WOB	61.15 klbf			5.899
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	152.7 P	302.60 P	198.6 D	2098.4	900	4000

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Simulación Torque & Arrastre BHA#4

Case - Anma XD _AdvCase_12.25_BHA#5			
Operator	ESPOL	Facility	ESP01
Well	Anma XD	Field	ESPOL
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	9634 ft	Calculate Indicated Hook Loads	No
Weight on Bit	30.00 klbf	Include Bending Influence Buckling Criterion	Yes Conservative - (Unloading)
Torque on Bit	9.19 kft.lb		
Bit Drag Force	- klbf		
Overpull Force	- klbf		
ROB Torque Resistance	- kft.lb		
Depth Interval ft	Inner Fluid Density ppg	Depth Interval ft	Outer Fluid Density ppg
9634	10.80	9634	10.80

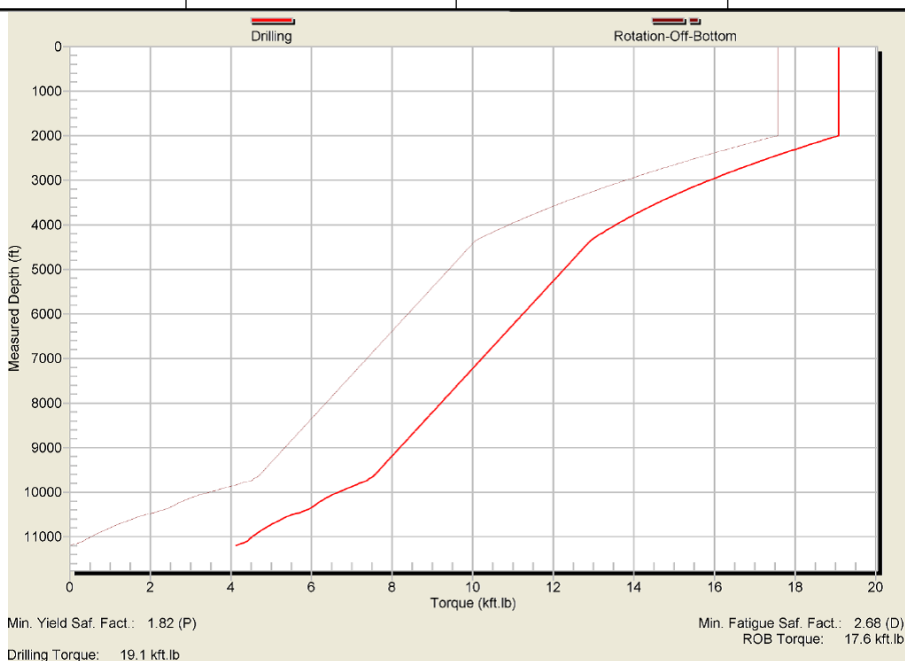


Tortuosity / Noise				Friction Factor		
Bottom MD ft	Build-Plane Curvature deg/100ft	Turn-Plane Curvature deg/100ft	Variation	Bottom MD ft	Axial	Torsional
5890	1.20	2.40	None	5890	0.35 i	
9634	1.20	2.40	Random	9634	0.45 i	
	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	146.92	146.92	21.41	ROP	50.0	80
Slack-Off	131.39	131.39	0.00	RIH	1200.0	0
Pick-Up	243.78	243.78	0.00	POOH	1000.0	0
Rot off Btm	177.22	177.22	14.23	Rotational Discontinuity	No	
	Drag klbf	Drill String Twist		11 rev 10 deg		Stretch ft
Drilling	0.30	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)	712.07 klbf		Drilling	4.374
Slack-Off	45.83	DrillString Weight in Air	245.74 klbf		Slack-Off	4.279
Pick-Up	66.56	Bit To Neutral Point (Drilling)	575.32 ft		Pick-Up	8.351
		Sin. Buckling WOB	59.80 klbf		Rot off Btm	6.073
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	123.0 P	243.78 P	325.9 D	2098.4	900	4000

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Simulación Torque & Arrastre BHA#5

Case - Anma XD _AdvCase_8.5_BHA#6			
Operator		Facility	
ESPOL		ESPOL	
Well		Field	
Anma XD		ESPOL	
Drilling Parameter		Analysis Setup	
Bit Depth	11197 ft	Calculate Indicated Hook Loads	Yes
Weight on Bit	25.00 klbf	Travelling Assembly Weight	45.00 klbf
Torque on Bit	4.13 kft.lb	Block Efficiency	100.00 %
Bit Drag Force	- klbf	Include Bending Influence	Yes
Overpull Force	- klbf	Buckling Criterion	Extended - (Loading)
ROB Torque Resistance	- kft.lb		
Depth Interval ft	Inner Fluid Density ppg	Depth Interval ft	Outer Fluid Density ppg
11197	9.80	11197	9.80



Tortuosity / Noise				Friction Factor		
Bottom MD ft	Build-Plane Curvature deg/100ft	Turn-Plane Curvature deg/100ft	Variation	Bottom MD ft	Axial	Torsional
9634	1.20	2.40	None	9634	0.35 i	
11197	1.20	2.40	Random	11197	0.55 i	
	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	203.44	248.44	19.09	ROP	40.0	80
Slack-Off	172.93	217.93	0.00	RIH	1000.0	0
Pick-Up	308.43	353.43	0.00	POOH	1000.0	0
Rot off Btm	228.72	273.72	17.57	Rotational Discontinuity	No	
	Drag klbf	Drill String Twist		9 rev	160 deg	Stretch ft
Drilling	0.28	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)		712.07 klbf		8.762
Slack-Off	55.79	DrillString Weight in Air		298.25 klbf		7.985
Pick-Up	79.71	Bit To Neutral Point (Drilling)		499.02 ft		14.603
		Sin. Buckling WOB		28.78 klbf		10.907
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	178.4 P	353.43 P	290.5 D	1538.8	660	4000

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

ANEXO C: Hidráulicas de perforación

Hidráulicas de Perforación BHA#1

Case - Anma XD _16in_BHA#1																											
Operator			ESPOL			Facility			ESP01																		
Well			Anma XD			Field			ESPOL																		
General						Drill String																					
Max Allw.SPP			4000 psi			Type		Length		OD		ID		TJ		Weight											
Surface Equipment			Type 4			HWDP - NC50 / HW-55		406.06		5		3		6 1/2 \ 3 1/8		50.36											
Bit Depth			500.00			Sub - X/O		1.50		7 3/4		3				136.31											
Bit Nozzles in/32			4x18			DC - 7 5/8 API REG.		90.00		9		3				150.80											
Bit TVD			500.00 ft			Sub - bit		0.94		8		2.938				147.80											
TFA			0.9940 in^2			Bit - mill tooth - r ...		1.50		16																	
Drilling Fluid																											
Mud System						Water Based																					
Mud Weight			8.40 ppg																								
PV \ YP			18.00 cP \ 22.00 lbf/100ft^2																								
Gel Strength, 10s\10min			7 \ 12 lbf/100ft^2																								
Rheological Model						Herschel-Bulkley																					
k: 0.984[#sec^n/100ft^2] N: 0.587[-] YP: 4.000[lbf/100ft^2]																											
Casing / Open Hole																											
Type		OD		ID		Bottom MD																					
		in		in		ft																					
Conductor		20		19.124		38.00																					
Openhole				16		500.00																					
Volumes bbl																											
Annulus Volume			110.990			Hole Volume			128.390																		
String Displacement			13.040			String Volume			4.360																		
Flowrate		USgal/min		600		550		500		450		400		350		300		250		200		150					
Bit Hydraulics																											
SPP		psi		466		398		335		277		224		176		134		97		66		40					
Surface HP		HP		162.9		127.5		97.5		72.6		52.2		35.9		23.4		14.1		7.6		3.5					
Bit Pressure Drop		psi		244		205		170		138		109		83		61		42		27		15					
%SPP		%		52.47		51.64		50.72		49.70		48.54		47.21		45.66		43.78		41.44		38.32					
Jet Velocity		ft/sec		193.7		177.5		161.4		145.2		129.1		113.0		96.8		80.7		64.6		48.4					
Impact Force		lbf/in^2		2.5		2.1		1.7		1.4		1.1		0.9		0.6		0.4		0.3		0.2					
HSI		HP/in^2		0.43		0.33		0.25		0.18		0.13		0.09		0.05		0.03		0.02		0.01					
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect																											
Surf Equip		psi		41		35		29		24		20		15		12		8		6		3					
HWDP/CSDP		psi		146		127		109		92		77		62		49		36		26		16					
DC/CT		psi		32		28		24		20		17		14		11		8		6		4					
Additional Tools		psi		1		1		1		1		0		0		0		0		0		0					
Annulus		psi		2		2		2		2		2		2		2		2		1		1					
ECD - CSG Shoe		ppg		8.44		8.44		8.44		8.44		8.44		8.44		8.44		8.43		8.43		8.43					
ECD - Bottomhole		ppg		8.47		8.47		8.47		8.47		8.47		8.46		8.46		8.46		8.45		8.45					
Annular Velocities ft/min Flow Regime																											
Hole ID in		String OD in		19.124		5		43.16 L		39.56 L		35.97 L		32.37 L		28.77 L		25.18 L		21.58 L		17.98 L		14.39 L		14.39 L	
16		5		63.66 L		58.36 L		53.05 L		47.75 L		42.44 L		37.14 L		31.83 L		26.53 L		21.22 L		16.22 L		11.22 L		6.22 L	
16		9		84.03 L		77.03 L		70.03 L		63.03 L		56.02 L		49.02 L		42.02 L		35.01 L		28.01 L		21.01 L		14.01 L		7.01 L	
Fluid Circulation Times																											
Surface to Bit		hr		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
Bottom Up		hr		0.1		0.1		0.2		0.2		0.2		0.2		0.3		0.3		0.4		0.4		0.5		0.5	

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Hidráulicas de Perforación BHA#2

Case - Anna XD _AdvCase_16_BHA#2											
Operator				Facility				ESP01			
Well				Field				ESPOL			
General						Drill String					
Max Allw.SPP		4000 psi		Type		Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft
Surface Equipment		Type 4		Bit TVD 5514.57 ft		DP - NC50 (IF) / S-1 ...	5213.41	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50
Bit Depth		5890.00		TFA 1.0370 in^2		HWDP - NC50 / HW-55	90.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.38
Bit Nozzles in/32		8x13		RPM 75 RPM		Jar	31.50	6 1/2	2 3/4		138.90
ROP		80.0 ft/hr				HWDP - NC50 / HW-55	330.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.36
Drilling Fluid						DC - NC50	90.00	6 1/4	2 13/16		154.00
Mud System		Water Based		10.40 ppg		Sub - X/O	1.50	6 5/8	3		93.14
Mud Weight				16.00 cP \ 15.00 lbf/100ft^2		DC - 6 5/8 Reg	60.00	8 1/4	2 1/2		154.00
PV \ YP				15 \ 22 lbf/100ft^2		MWD - NaviTrak	30.00	8 1/4	3		236.50
Gel Strength, 10s\10min						Stab - string	6.00	8	3		306.15
Rheological Model		Bingham Plastic				PDM - Ultra XL/INTEQ	36.09	9 1/2	7.600		164.93
Casing / Open Hole						Bit - PDC - fixed cu ...	1.50	16			150.00
Type		OD in	ID in	Bottom MD ft							
Casing		20	19.124	38.00							
Openhole			16	5890.00							
Volumes bbl											
Annulus Volume		1,314.270		Hole Volume 1,468.810							
String Displacement		56.300		String Volume 98.240							
Flowrate	USgal/min	1000	980	960	940	920	900	880	860	840	820
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4741	4598	4458	4321	4186	4054	3944	3827	3711	3598
Surface HP	HP	2763.3	2626.7	2494.8	2367.5	2244.8	2126.6	2023.0	1918.2	1817.1	1719.7
Bit Pressure Drop	psi	772	742	712	683	654	626	598	571	545	519
%SPP	%	16.29	16.13	15.97	15.80	15.62	15.44	15.17	14.93	14.69	14.44
Jet Velocity	ft/sec	309.4	303.2	297.0	290.8	284.6	278.5	272.3	266.1	259.9	253.7
Impact Force	lbf/in^2	8.3	8.0	7.6	7.3	7.0	6.7	6.4	6.1	5.8	5.6
HSI	HP/in^2	2.27	2.14	2.01	1.89	1.77	1.66	1.55	1.45	1.35	1.25
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	119	114	110	106	102	98	94	90	87	83
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1350	1303	1256	1210	1165	1121	1077	1034	992	951
HWDP/CSDP	psi	553	534	515	496	478	460	442	425	407	391
DC/CT	psi	343	331	319	307	296	285	274	263	253	242
MWD	psi	437	417	397	378	359	340	342	334	327	319
Motor (Op DP 590 psi)	psi	999	991	983	974	966	958	950	942	934	925
Additional Tools	psi	71	69	66	64	62	59	57	55	53	50
Annulus	psi	96	98	100	102	104	107	109	112	115	118
ECD w/ Cut- CSG Shoe	ppg	10.62	10.63	10.63	10.63	10.64	10.64	10.64	10.65	10.65	10.66
ECD w/ Cut - BH	ppg	10.74	10.74	10.75	10.76	10.76	10.77	10.78	10.79	10.80	10.81
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
19.124	5	71.93 L	70.50 L	69.06 L	67.62 L	66.18 L	64.74 L	63.30 L	61.86 L	60.42 L	60.42 L
16	5	106.10 L	103.98 L	101.86 L	99.74 L	97.62 L	95.49 L	93.37 L	91.25 L	89.13 L	89.13 L
16	6 1/4	112.98 L	110.72 L	108.46 L	106.20 L	103.94 L	101.68 L	99.42 L	97.16 L	94.90 L	94.90 L
16	8 1/4	130.41 L	127.81 L	125.20 L	122.59 L	119.98 L	117.37 L	114.77 L	112.16 L	109.55 L	109.55 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Bottom Up	hr	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Hidráulicas de Perforación BHA#3

Case - AnmaXD _AdvCase_12.25_BHA#3											
Operator			Facility			Well					
ESPOL			AnmaXD			ESP01					
General			Drill String								
Max Allw.SPP 4000 psi			Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft			
Surface Equipment Type 4			DP - NC50 / S-135	7434.22	5	4.276	6 \ 4	19.50			
Bit Depth 8422.00 Bit TVD 7638.09 ft			HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.38			
Bit Nozzles in/32 5x13\ 2x14 TFA 0.9488 in^2			Jar	32.48	6 1/2	2 3/4		138.90			
Drilling Fluid			HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.38			
Mud System Water Based			Sub - X/O	1.75	7 3/4	2 7/8		146.82			
Mud Weight 10.40 ppg			NM Sub - filter	5.52	8 1/4	2 3/4		161.50			
PV \ YP 26.00 cP \ 30.00 lbf/100ft^2			MWD - NAVITRAK/INTEQ	35.98	8 1/4	3 1/4		325.34			
Gel Strength, 10s\10min 5 \ 16 lbf/100ft^2			Stab - string	5.99	8	3.150		166.04			
Rheological Model Robertson-Stiff			PDM - Ultra XL w/ LS ...	34.94	8	6.400		94.64			
K: 1.875[#sec^n/100ft^2] N: 0.551[-] sri: 0.498[1/s]			Bit - HC605X/Hughes ...	1.12	12 1/4			259.00			
Casing / Open Hole				Type	OD in	ID in	Bottom MD ft				
Conductor					20	19.124	38.00				
Casing					13 3/8	12.415	5890.00				
Openhole					12 1/4	8422.00					
Volumes bbl				Annulus Volume	1,045.570	Hole Volume	1,258.810				
String Displacement				72.270	String Volume	140.970					
Flowrate	USgal/min	900	850	800	750	700	650	600	550	500	450
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4590	4230	3884	3552	3234	2932	2644	2372	2115	1874
Surface HP	HP	2408.1	2095.7	1810.9	1552.6	1319.6	1110.7	924.7	760.3	616.3	491.4
Bit Pressure Drop	psi	747	667	591	519	452	390	332	279	231	187
%SPP	%	16.28	15.76	15.21	14.62	13.98	13.30	12.56	11.77	10.91	9.97
Jet Velocity	ft/sec	304.3	287.4	270.5	253.6	236.7	219.8	202.9	186.0	169.1	152.2
Impact Force	lbf/in^2	12.5	11.2	9.9	8.7	7.6	6.5	5.6	4.7	3.9	3.1
HSI	HP/in^2	3.38	2.84	2.37	1.95	1.59	1.27	1.00	0.77	0.58	0.42
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	psi	108	97	87	78	69	60	52	45	38	31
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1416	1292	1173	1058	948	842	741	645	554	469
HWDP/CSDP	psi	778	710	644	581	520	462	406	354	304	257
MWD	psi	383	342	303	266	232	200	170	143	118	96
Motor (Op AP 500 psi)	psi	1028	998	969	940	911	881	852	823	793	764
Additional Tools	psi	53	49	44	40	36	32	28	24	21	18
Annulus	psi	77	75	72	70	67	65	62	59	56	53
ECD - CSG Shoe	ppg	10.58	10.58	10.57	10.56	10.56	10.55	10.55	10.54	10.53	10.52
ECD - Bottomhole	ppg	10.59	10.59	10.58	10.58	10.57	10.56	10.56	10.55	10.54	10.53
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in	64.74 L	61.14 L	57.55 L	53.95 L	50.35 L	46.76 L	43.16 L	39.56 L	35.97 L	35.97 L
19.124	5	170.82 L	161.33 L	151.84 L	142.35 L	132.86 L	123.37 L	113.88 L	104.39 L	94.90 L	94.90 L
12.415	5	176.38 L	166.58 L	156.78 L	146.99 L	137.19 L	127.39 L	117.59 L	107.79 L	97.99 L	97.99 L
12 1/4	5										
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Hidráulicas de Perforación BHA#4

Case - AnnaXD _AdvCase_12.25_BHA#4											
Operator			Facility			ESP01					
Well			Field			ESPOL					
General					Drill String						
Max Allw.SPP					Type	Length	OD	ID	TJ	Weight	
Surface Equipment					ft	in	in	in \ in	lb/ft		
Bit Depth					DP - NC50 (IF) / S-1 ...	7881.95	5	4.276	6 5/8 \ 2 3/4	19.50	
Bit Nozzles in/32.3x20					HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Drilling Fluid					Jar	32.48	6 1/2	2 3/4		138.90	
Mud System					HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 1/2 \ 3 1/8	50.36	
Mud Weight					Sub - X/O	1.75	7 3/4	2 7/8		138.27	
PV \ YP					NM Sub - filter	5.52	8 1/4	2 3/4		161.50	
Gel Strength, 10s\10min					MWD - NaviTrak	35.98	8 1/4	3 1/4		230.24	
Rheological Model					Stab - string	5.30	8	3 3/16		165.18	
K: 1.354[#sec^n/100ft^2] N: 0.570[-] sri: 7.378[1/s]					Motor	34.90	8	6.520		95.23	
Casing / Open Hole					Bit - insert - rolle ...	1.12	12 1/4			50.00	
Type	OD	ID	Bottom MD								
in	in	in	ft								
Conductor	20	19.124	38.00								
Casing	13 3/8	12.415	5890.00								
Openhole		12 1/4	8869.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume											
String Displacement											
Hole Volume											
String Volume											
Flowrate	USgal/min	900	850	800	750	700	650	600	550	500	450
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4421	4073	3741	3424	3122	2836	2566	2313	2075	1855
Surface HP	HP	2319.2	2018.1	1744.4	1496.7	1273.9	1074.6	897.5	741.4	604.8	486.5
Bit Pressure Drop	psi	817	729	646	567	494	426	363	305	252	204
%SPP	%	18.48	17.89	17.26	16.58	15.83	15.03	14.15	13.20	12.15	11.01
Jet Velocity	ft/sec	313.7	296.3	278.9	261.4	244.0	226.6	209.2	191.7	174.3	156.9
Impact Force	lbf/in^2	13.3	11.8	10.5	9.2	8.0	6.9	5.9	5.0	4.1	3.3
HSI	HP/in^2	3.69	3.11	2.59	2.14	1.74	1.39	1.09	0.84	0.63	0.46
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	psi	107	96	86	77	68	60	52	44	37	31
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1561	1422	1289	1161	1039	921	810	703	603	509
HWDP/CSDP	psi	755	689	626	564	505	449	395	344	295	249
MWD	psi	354	316	280	246	214	185	157	132	109	89
Motor (Op DP 400 psi)	psi	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705
Additional Tools	psi	52	48	43	39	35	31	27	24	21	17
Annulus	psi	69	67	65	63	61	59	57	55	53	50
ECD - CSG Shoe	ppg	10.85	10.85	10.85	10.84	10.84	10.83	10.83	10.82	10.82	10.81
ECD - Bottomhole	ppg	10.87	10.86	10.86	10.85	10.85	10.84	10.84	10.83	10.83	10.82
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
19.124	5	64.74 L	61.14 L	57.55 L	53.95 L	50.35 L	46.76 L	43.16 L	39.56 L	35.97 L	35.97 L
12.415	5	170.82 L	161.33 L	151.84 L	142.35 L	132.86 L	123.37 L	113.88 L	104.39 L	94.90 L	94.90 L
12 1/4	5	176.38 L	166.58 L	156.78 L	146.99 L	137.19 L	127.39 L	117.59 L	107.79 L	97.99 L	97.99 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Hidráulicas de Perforación BHA#5

Case - Anma XD _AdvCase_12.25_BHA#5											
Operator			Facility			ESP01					
Well			Field			ESPOL					
General					Drill String						
Max Allw.SPP					Type	Length	OD	ID	TJ	Weight	
Surface Equipment						ft	in	in	in \ in	lb/ft	
Bit Depth					DP - 4 1/2" IF / S-1 ...	8652.28	5	4.276	6 \ 4	19.50	
Bit Nozzles in/32					HWDP - NC50 / HW-55	210.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.38	
Drilling Fluid					Jar	32.48	6 1/2	2 3/4		138.90	
Mud System					HWDP - NC50 / HW-55	660.00	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.38	
Mud Weight					Sub - X/O	1.75	7 3/4	2 7/8		146.82	
PV \ YP					NM Sub - filter	5.52	8 1/4	2 3/4		161.50	
Gel Strength, 10s\10min					MWD - NAVITRAK/INTEQ	35.98	8 1/4	3 1/4		325.34	
Rheological Model					Stab - string	5.99	8	3.150		166.04	
k: 0.846[#sec^n/100ft^2] N: 0.650[-] YP: 4.000[lbf/100ft^2]					PDM - Ultra AD w/ In ...	27.89	8	6.400		118.57	
Casing / Open Hole											
Type	OD	ID	Bottom MD								
	in	in	ft								
Conductor	20	19.124	38.00								
Casing	13 3/8	12.415	5890.00								
Openhole		12 1/4	9633.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume			Hole Volume								
1,192.310			1,435.340								
String Displacement			String Volume								
80.850			162.180								
Flowrate	USgal/min	800	780	760	740	720	700	680	660	640	620
Bit Hydraulics											
SPP	psi	4031	3890	3750	3613	3479	3347	3218	3091	2966	2844
Surface HP	HP	1879.9	1768.5	1661.4	1558.6	1460.1	1365.6	1275.3	1188.9	1106.5	1027.8
Bit Pressure Drop	psi	382	363	344	327	309	292	276	260	244	229
%SPP	%	9.47	9.33	9.19	9.04	8.89	8.73	8.57	8.41	8.24	8.06
Jet Velocity	ft/sec	213.4	208.1	202.7	197.4	192.1	186.7	181.4	176.1	170.7	165.4
Impact Force	lbf/in^2	8.1	7.7	7.3	6.9	6.6	6.2	5.9	5.5	5.2	4.9
HSI	HP/in^2	1.53	1.42	1.31	1.21	1.12	1.03	0.94	0.86	0.78	0.71
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	psi	90	86	82	78	75	71	67	64	60	57
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1467	1408	1350	1293	1237	1182	1127	1074	1022	971
HWDP/CSDP	psi	709	680	652	624	597	570	544	518	493	468
MWD	psi	350	333	316	299	284	268	253	238	224	210
Motor (Op ΔP 467 psi)	psi	910	899	888	877	866	854	843	832	821	810
Additional Tools	psi	49	47	45	43	41	40	38	36	34	32
Annulus	psi	75	74	73	72	71	70	69	68	67	66
ECD - CSG Shoe	ppg	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.94	10.94	10.94	10.94	10.94
ECD - Bottomhole	ppg	10.97	10.96	10.96	10.96	10.96	10.96	10.95	10.95	10.95	10.95
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
19.124	5	57.55 L	56.11 L	54.67 L	53.23 L	51.79 L	50.35 L	48.92 L	47.48 L	46.04 L	46.04 L
12.415	5	151.84 L	148.05 L	144.25 L	140.46 L	136.66 L	132.86 L	129.07 L	125.27 L	121.47 L	121.47 L
12 1/4	5	156.78 L	152.87 L	148.95 L	145.03 L	141.11 L	137.19 L	133.27 L	129.35 L	125.43 L	125.43 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

Hidráulicas de Perforación BHA#6

Case - AnnaXD _AdvCase_8.5_BHA#6																	
Operator				Facility				ESP01									
Well				Field				ESPOL									
General						Drill String											
Max Allw.SPP		4000 psi		Type		Length		OD		ID		TJ		Weight			
Surface Equipment		Type 4		DP - NC50 (IF) / S-1 ...		10007.71		5		4.276		6 5/16 \ 2 3/4		19.50			
Bit Depth		11196.00		Bit TVD		10089.80 ft		5		3		6 5/8 \ 3 1/16		50.38			
Bit Nozzles in/32		4x12 \ 2x11		TFA		0.6274 in^2		32.42		6 1/2		2 3/4		138.90			
Drilling Fluid						Jar						6 1/2					
Mud System						Water Based						HWDP - NC50 / HW-55					
Mud Weight						9.80 ppg						868.00					
PV \ YP						34.00 cP \ 42.00 lbf/100ft^2						5.52					
Gel Strength, 10s\10min						9 \ 11 lbf/100ft^2						6 3/4					
Rheological Model						Robertson-Stiff						MWD - NaviTrak/INTEQ					
K: 2.777[#sec^n/100ft^2] N: 0.536[-] sri: 3.172[1/s]						Stab - string						5.48					
						PDM - Ultra XL/INTEQ						22.97					
						Bit - PDC - fixed cu ...						0.97					
												8 1/2					
Casing / Open Hole																	
Type		OD		ID		Bottom MD											
		in		in		ft											
Conductor		20		19.124		38.00											
Casing		13 3/8		12.415		5890.00											
Casing		9 5/8		8.681		9633.00											
Openhole				8 1/2		11196.00											
Volumes bbl																	
Annulus Volume		991.360		Hole Volume		1,273.420											
String Displacement		98.850		String Volume		183.210											
Flowrate		USgal/min		440		420		400		380		360		340			
				320		300		280		260							
Bit Hydraulics																	
SPP		psi		2490		2343		2088		1979		1874		1772			
Surface HP		HP		638.7		573.6		486.7		438.4		393.3		351.2			
Bit Pressure Drop		psi		385		351		318		287		258		230			
%SPP		%		15.46		14.97		15.24		14.51		13.75		12.97			
Jet Velocity		ft/sec		225.0		214.8		204.5		194.3		184.1		173.9			
Impact Force		lbf/in^2		8.9		8.1		7.3		6.6		5.9		5.3			
HSI		HP/in^2		1.77		1.54		1.33		1.14		0.97		0.81			
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect																	
Surf Equip		psi		30		28		25		23		21		19			
DP, CSG, LNR, TBG		psi		650		603		446		432		418		404			
HWDP/CSDP		psi		311		289		268		247		227		207			
MWD		psi		251		229		207		187		168		150			
Motor (Op AP 300 psi)		psi		543		532		521		510		499		488			
Additional Tools		psi		28		26		24		22		20		18			
Annulus		psi		292		286		279		271		264		257			
ECD - CSG Shoe		ppg		10.26		10.25		10.24		10.23		10.22		10.21			
ECD - Bottomhole		ppg		10.36		10.34		10.33		10.32		10.30		10.29			
Annular Velocities ft/min Flow Regime																	
Hole ID in		String OD in		31.65 L		30.21 L		28.77 L		27.33 L		25.90 L		24.46 L			
19.124		5		23.02 L		21.58 L		20.14 L		18.70 L		17.26 L		15.82 L			
12.415		5		16.79 L		15.35 L		13.91 L		12.47 L		11.03 L		9.59 L			
8.681		5		10.16 L		9.72 L		9.28 L		8.84 L		8.40 L		7.96 L			
8 1/2		5		3.53 L		3.09 L		2.65 L		2.21 L		1.77 L		1.33 L			
Fluid Circulation Times																	
Surface to Bit		hr		0.3		0.3		0.3		0.3		0.4		0.4			
Bottom Up		hr		1.6		1.7		1.7		1.8		1.9		2.1			

(Advantage Software, Empresa Petrolera, 2014)

ANEXO D: Presupuesto pozo ANMA XD

Pozo tipo:	J Modificado	PRESUPUESTO DEL POZO ANMA XD		
Evento:	Perforación			
Profundidad:	11196 ft			
Tiempo Estimado:	23,7 días			
PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO ESPOL	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA				\$ 1.036.371,00
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	gl	75000	\$ 4,10	\$ 307.500,00
CABEZAL SECCIONES A y B (Slip lock) / Instalación	s/u	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
ACEITES / GRASAS	global	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	ft			\$ 623.871,00
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 13 3/8"	ft	6100	\$ 45,15	\$ 275.415,00
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"	ft	9100	\$ 32,92	\$ 299.572,00
LINER 7"	ft	2200	\$ 22,22	\$ 48.884,00
ACCESORIOS CORRIDA CASING (zapata, anillos, collares, anillos de torque)	compra	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
SERVICIOS GENERALES DE PERFORACIÓN				\$ 2.197.354,76
MOVILIZACIÓN TALADRO	general	1,5	\$ 40.000,00	\$ 60.000,00
SERVICIO TALADRO PERFORACIÓN	día	22	\$ 28.900,00	\$ 635.800,00
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	día	22	\$ 4.200,00	\$ 92.400,00
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	día			\$ 320.000,00
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 16"	día	6	\$ 12.000,00	\$ 72.000,00
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 12 1/4"	día	8	\$ 15.000,00	\$ 120.000,00
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 8 1/2"	día	8	\$ 16.000,00	\$ 128.000,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN				\$ 300.664,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 16"	día	6	\$ 7.444,00	\$ 44.664,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 12 1/4"	día	8	\$ 16.000,00	\$ 128.000,00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 8 1/2"	día	8	\$ 16.000,00	\$ 128.000,00
CONTROL DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN	global	1	\$ 170.000,00	\$ 170.000,00
SERVICIO DE GYRO	general	1	\$ 25.000,00	\$ 25.000,00
CONTROL LITOLÓGICO	global	1	\$ 54.000,00	\$ 54.000,00
COLGADOR LINER / TOP PACKER	global	1	\$ 85.000,00	\$ 85.000,00
REGISTROS ELÉCTRICOS	corrida	1	\$ 124.000,00	\$ 124.000,00
CORRIDA CASING				\$ 34.875,00
CORRIDA CASING 13 3/8"	general	1	\$ 13.020,00	\$ 13.020,00
CORRIDA CASING 9 5/8"	general	1	\$ 14.415,00	\$ 14.415,00
CORRIDA LINER 7"	general	1	\$ 7.440,00	\$ 7.440,00
CEMENTACIÓN				\$ 162.707,76
CEMENTACIÓN 13 3/8"	global	1	\$ 57.868,00	\$ 57.868,00
CEMENTACIÓN 9 5/8"	global	1	\$ 44.839,76	\$ 44.839,76
CEMENTACIÓN 7"	global	1	\$ 60.000,00	\$ 60.000,00
INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍA	global	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
SERVICIO DE CATERING	global	2800	\$ 18,36	\$ 51.408,00
PAGO DNH	general	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
REDUCTORES DE TORQUE	general	1	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00
SERVICIO DE AMBULANCIA	global	1	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00
ADECUACION DE LOCACIONES, VÍAS Y SUMIDEROS, LINEAS DE AGUA	s/u	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS	global	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
ARRENDAMIENTO				\$ 155.240,00
RENTA DE MARTILLOS	día	22	\$ 850,00	\$ 18.700,00
RENTA DE BROCAS	general	1	\$ 113.000,00	\$ 113.000,00
RENTA DE TANQUES VERTICALES	día	22	\$ 270,00	\$ 5.940,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	día	22	\$ 800,00	\$ 17.600,00
TOTAL EVENTO PERFORACIÓN				\$ 3.388.965,76
Costo diario				\$ 142.994,34
Costo x ft (11196 ft)				\$ 302,69
COSTO DE COMPLETACIÓN (7 DÍAS APROX)				\$ 1.136.246,00
TOTAL DEL COSTO DEL POZO ANMA XD				\$ 4.525.211,76

(Empresa petrolera, 2014)

ANEXO E (Ecuaciones usadas en software para cálculos hidráulicos)

Selección de Boquillas para la Mecha – Hidráulica Optimizada

Estas series de ecuaciones determinarán los tamaños correctos de los jets cuando se optimice por el impacto de chorro o caballos de fuerza hidráulica y el caudal óptimo para 2 o 3 boquillas.

1. Área de boquilla, pulgadas cuadradas:

$$\text{Área de boquilla} = \frac{N1^2 + N2^2 + N3^2}{1303.8}$$

2. Pérdida de presión de la boquilla de la mecha, psi (Pb):

$$Pb = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times \text{Área de boquilla}}$$

3. Pérdidas totales de presión salvo la pérdida de presión por la boquilla de la mecha, psi (Pc):

$$Pc1 \text{ y } Pc2 = \text{presión circulante} - \text{pérdida de presión por la boquilla de la mecha}$$

4. Determinar la inclinación de la línea M: $M = \frac{\log\left(\frac{Pc1}{Pc2}\right)}{\log\left(\frac{Q1}{Q2}\right)}$

5. Pérdidas óptimas de presión (Popt)

a) Por fuerza de impacto: $Popt = \frac{2}{M+2} \times Pmax$

b) Por caballos de fuerza hidráulica: $Popt = \frac{1}{M+1} \times Pmax$

6. Caudal óptimo (Qopt):

a) Por fuerza de impacto: $Qopt = \left(\frac{Popt}{Pmax}\right)^{1-M} \times Q1$

b) Por caballos de fuerza hidráulica: $Qopt = \frac{Popt^{1-M}}{Pmax} \times Q1$

7. Para determinar la presión en la mecha (Pb):

$$Pb = Pmax - Popt$$

8. Para determinar el área de la boquilla, pulgadas cuadradas:

$$\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Qopt^2 \times MW}{10858 \times Pmax}}$$

9. Para determinar boquillas, 1/32 pulg., para tres boquillas:

$$\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{3 \times 0,78540}} \times 32$$

10. Para determinar boquillas, 1/32 pulg., para dos boquillas:

$$Boquillas = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{2 \times 0,78540}} \times 32$$

Análisis de la Hidráulica

Esta serie de cálculos está diseñada para analizar de manera rápida y precisa los varios parámetros de la hidráulica de la mecha.

1. Velocidad anular, pie/min (AV):

$$AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$$

2. Pérdida de presión por boquilla de chorro, psi (Pb):

$$Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$$

3. Caballos de fuerza hidráulica disponibles en el sistema (Sys HHP):

$$Sys\ HHP = \frac{P\ superficie \times Q}{1714}$$

4. Caballos de fuerza hidráulica en la mecha (HHPb):

$$HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$$

5. Caballos de fuerza hidráulica por cada pulgada cuadrada del diámetro de la mecha:

$$\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1,27}{\text{Tamaño de la broca}^2} \times 100$$

6. Porcentaje de pérdida de presión en la mecha (%psib):

$$\%Psib = \frac{Pb}{Psuperficie} \times 100$$

7. Velocidad de chorro, pie/seg. (Vn):

$$Vn = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$$

8. Fuerza de impacto, lb, en la mecha (IF):

$$IF = \frac{MW \times Vn \times Q}{193}$$

9. Fuerza de impacto por pulgada cuadrada del área de mecha (IF/pulg. cuad.):

$$\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{D\ broca^2}$$

Nomenclatura:

AV = velocidad anular, pie/min

Q = tasa de circulación, gpm

Dh = diámetro del hoyo, pulg.

Dp = diámetro externo de tubería o cuello, pulg.

MW = peso de lodo, ppg

N1; N2; N3 = tamaños de boquillas de chorro, 1/32 pulg.

Pb = pérdida de presión por la boquilla de chorro, psi

HHP = caballos de fuerza hidráulica en la mecha

Vn = velocidad de chorro, pie/seg.

IF = fuerza de impacto, lb

IF/pulg.² = fuerza de impacto lb/pulg.² del diámetro de la mecha.

Velocidad Anular Crítica y Caudal Crítico

1. Determinar n: $n = 3,32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$

2. Determinar K: $K = \frac{\theta_{600}}{1022^n}$

3. Determinar x: $x = \frac{81600(kp)(n)^2}{(Dh-Dp)^n x Mw}$

4. Determinar la velocidad anular crítica: $AvC = (x)^{\frac{1}{2-n}}$

5. Determinar caudal crítico: $GPMC = \frac{AvC(Dh^2 - Dp^2)}{24,5}$

Nomenclatura:

n = sin dimensiones

K = sin dimensiones

x = sin dimensiones

θ600 = lectura de 600 en viscosímetro

θ300 = lectura de 300 en viscosímetro

Dh = diámetro del hoyo, pulg.

Dp = diámetro externo de tubería o cuello, pulg.

MW = peso de lodo, ppg

AVc = velocidad anular crítica, pie/min

GPMc = caudal crítico, gpm

Velocidad de Deslizamiento de Ripios

Los siguientes cálculos resultan en la vel. de despl. de un ripio de un tamaño y peso específico en un fluido determinado. Se calculan la velocidad anular y velocidad de subida neta de ripios.

1. Determinar n: $n = 3,32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$

2. Determinar K: $K = \frac{\theta_{600}}{511^n}$

3. Determinar la velocidad anular (v), pie/min: $v = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$

4. Determinar viscosidad (μ): $\mu = \left(\frac{2,4}{Dh - Dp} \times \frac{2n+1}{3n} \right)^n \times \left(\frac{200K(Dh - Dp)}{v} \right)$

5. Velocidad de deslizamiento (Vs), pie/min: $VS = \frac{(DensP - MW)^{0,667} \times 175 \times DiaP}{MW^{0,333} \times \mu^{0,333}}$

Nomenclatura:

n = sin dimensiones

K = sin dimensiones

θ_{600} = lectura de viscosímetro a 600

θ_{300} = lectura de viscosímetro a 300

Q = tasa de circulación, gpm

Dh = diámetro del hoyo, pulg.

Dp = diámetro externo de la tubería o cuello, pulg.

v = velocidad anular, pie/min

μ = viscosidad del lodo, cps

DensP = densidad de ripio, ppg; DiaP = diámetro de ripio, pulg.

Presiones de Oleaje y Suaveo

1. Determinar n: $n = 3,32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$

2. Determinar K: $K = \frac{\theta_{600}}{511^n}$

3. Determinar la velocidad (v), pie/min:

$$\text{Para flujo taponado: } v = 0,45 + \left(\frac{Dp^2}{Dh^2 - Dp^2} \right) Vp$$

$$\text{Para tubería abierta: } v = 0,45 + \left(\frac{Dp^2}{Dh^2 - Dp^2 + Di^2} \right) Vp$$

4. Máxima velocidad de la tubería: $Vm = 1,5 \times v$

$$5. \text{ Determinar las pérdidas de presión (Ps): } Ps = \left(\frac{2,4Vm}{Dh - Dp} \times \frac{2n+1}{3n} \right)^n \times \frac{KL}{300(Dh - Dp)}$$

Nomenclatura:

n = sin dimensiones

K = sin dimensiones

$\theta 600$ = lectura de viscosímetro a 600

$\theta 300$ = lectura de viscosímetro a 300

v = velocidad del fluido, pie/min

Vp = velocidad de la tubería, pie/min

Vm = máxima velocidad de la tubería, pie/min

Ps = pérdida de presión, psi

L = longitud de la tubería, pie

Dh = diámetro del hoyo, pulg.

Dp = diámetro externo de la tubería de perforación o cuello de perforación, pulg.

Di = diámetro interno de la tubería de perforación o cuello de perforación, pulg.

Densidad de Circulación Equivalente (ECD)

$$1. \text{ Determinar } n: \quad n = 3,32 \log \frac{\theta 600}{\theta 300}$$

$$2. \text{ Determinar } K: \quad K = \frac{\theta 600}{511^n}$$

$$3. \text{ Determinar la velocidad anular (v), pie/min: } v = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$$

4. Determinar la velocidad crítica (Vc), pie/min:

$$v = \left(\frac{3,878 \times 10^4 \times K}{MW} \right)^{\frac{1}{2-n}} \times \left(\frac{2,4}{Dh - Dp} \times \frac{2n + 1}{3n} \right)^{\frac{n}{2-n}}$$

5. Pérdida de presión para flujo laminar (Ps), psi:

$$P_s = \left(\frac{2,4v}{Dh - Dp} \times \frac{2n + 1}{3n} \right)^n \times \frac{KL}{300(Dh - Dp)}$$

6. Pérdida de presión para flujo turbulento (P_s), psi:

$$P_s = \frac{7,7 \times 10^{-5} \times MW^{0,8} \times Q^{1,8} \times PV^{0,2} \times L}{(Dh - Dp)^3 + (Dh + Dp)^{1,8}}$$

7. Determinar la densidad circulante equivalente (ECD), ppg:

$$ECD = \frac{P_s}{0.052 \times TVD} + OMW$$

Pérdidas de Presión por la Tubería de Perforación

$$P = \frac{0,000061 \times MW \times L \times Q^{1,86}}{d^{4,86}}$$

P = pérdidas por la tubería de perforación, psi

MW = peso de lodo, ppg

L = longitud de la tubería, pies

Q = tasa de circulación, gpm

d = diámetro interno, pulg.

Pérdidas de Presión Anular

$$P = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times MW \times L \times V^2}{Dh - Dp}$$

P = pérdidas de presión anular, psi

MW = peso de lodo, ppg

L = longitud, pie

V = velocidad anular, pie/min

Dh = diámetro interno del hoyo o de la tubería de revestimiento, pulg.

Dp = diámetro externo de la tubería de perforación o del cuello de perforación, pulg.

Volumen de la sarta de perforación, barriles

$$\text{Barriles} = \frac{\text{Diámetro interno (ID), (pulg}^2)}{1029,4} \times \text{longitud de tubería, pies}$$

Volumen anular, barriles

$$\text{Barriles} = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{1029,4}$$

Cálculos para la Cementación

Cálculos para aditivos de cemento

a) Peso de aditivo por saco de cemento:

$$\text{Peso, lb} = \text{porcentaje de aditivo} \times 94 \left(\frac{\text{lb}}{\text{saco}} \right)$$

b) Requerimiento total de agua, gal/saco, de cemento: [R.=requerimiento]

$$\text{Agua} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) = \left(R. \text{ de agua del cemento} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) \right) + \left(R. \text{ de agua del aditivo} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) \right)$$

c) Volumen de lechada, gal/saco:

$$\text{Vol.} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) = \frac{94 \text{ lb}}{\text{SG cemento} \times 8,33 \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)} + \frac{\text{peso de aditivo (lb)}}{\text{SG cemento} \times 8,33 \text{ lb}} + \text{vol. de agua (gal)}$$

d) Rendimiento de la lechada, pie³/saco:

$$\text{Rendimiento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco}} \right) = \frac{\text{volumen de lechada} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right)}{7,48 \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}^3} \right)}$$

e) Densidad de la lechada, lb/gal:

$$\text{Densidad} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = \frac{94 + \text{peso de aditivo} + (8,33 \times \text{vol. de agua/saco})}{\text{vol. de lechada} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right)}$$

Requerimientos de agua

a) Peso de materiales, lb/saco:

$$\text{Peso} \left(\frac{\text{lb}}{\text{saco}} \right) = 94 + (8,33 \times \text{vol. de agua (gal)}) + (\% \text{ de aditivo} \times 94)$$

b) Volumen de lechada, gal/saco:

$$\text{Vol.}, \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) = \frac{94 (\text{lb})}{\text{SG} \times 8,33 \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)} + \frac{\text{peso de aditivo (lb)}}{\text{SG} \times 8,33 \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)} + \text{vol. de agua (gal)}$$

c) Requerimiento de agua utilizando ecuación de balance de materiales:

$$D1 V1 = D2 V2$$

Cálculos para el Número Requerido de Sacos de Cemento

Si se conoce el número de pies a cementar, utilizar el siguiente procedimiento:

Paso 1. Determinar las siguientes capacidades:

a) Capacidad anular, pies³/pie:

$$\text{Capacidad anular, pies}^3/\text{pie} = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{183,35}$$

b) Capacidad de la tubería de revestimiento, pies³/pie:

$$\text{Cap. del csg} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) = \frac{\text{Diámetro interno (ID), (pulg}^2)}{183,5}$$

c) Capacidad de la tubería de revestimiento, bl/pie:

$$\text{Cap. del csg} \left(\frac{\text{bl}}{\text{pie}} \right) = \frac{\text{Diámetro interno (ID), (pulg}^2)}{1029,4}$$

Paso 2. Determinar el número requerido de sacos de cemento LEAD o FILLER:

$$\text{Sacos requeridos} = \frac{\text{pies a cementar} \times \text{Capacidad anular} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{sacode cemento LEAD}} \right)}$$

Paso 3. Determinar el número requerido de sacos de cemento TAIL o NEAT:

$$\text{Sacos req. para espacio anular} = \frac{\text{pies a cementar} \times \text{Cap. anular} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento,} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco de cemento TAIL}} \right)}$$

$$\text{Sacos re. para csg.} = \frac{\# \text{ pies entre collar y zapata} \times \text{Cap. de csg.} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco de cemento TAIL}} \right)}$$

Número total de sacos de cemento TAIL requeridos:

$$\text{Sacos} = \text{sacos req. en espacio anular} + \text{sacos req. en csg}$$

Paso 4. Determinar la capacidad de la tubería de revestimiento hasta el cuello flotador:

$$\text{Cap. de csg, bl} = \text{Cap. del csg} \left(\frac{\text{bl}}{\text{pie}} \right) \times \text{Pies de csg. hasta collar flotator}$$

Paso 5. Determinar el número de emboladas requerido para bombear el obturador:

$$\text{Emboladas} = \frac{\text{capacidad del csg. (bl)}}{\text{flujo de salida de la bomba} \left(\frac{\text{bl}}{\text{emb}} \right)}.$$

Cálculos para el Número de Pies a Cementar

Si se conoce el número de sacos de cemento, utilizar el siguiente procedimiento:

Paso 1. Determinar las siguientes capacidades:

a) Capacidad anular, pies³/pie:

$$\text{Capacidad anular} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{183,5}$$

b) Capacidad de la tubería de revestimiento, pies³/pie:

$$\text{Cap. del csg} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) = \frac{\text{Diámetro interno (ID), (pulg}^2)}{183,5}$$

Paso 2. Determinar el volumen de lechada, pie³:

$$\text{Vol. De lechada (pie}^3) = \# \text{ de sacos de cem. a utilizar} \times \text{rend. de lechada} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco}} \right)$$

Paso 3. Determinar la cantidad de cemento, pie³, que se debe dejar en la tubería de revestimiento:

$$\text{Cemento en csg (pie}^3) = \text{pies de csg.} - \text{prof. de asent. zapata (pie)} \times \text{cap. de csg.} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right)$$

Paso 4. Determinar la altura de cemento en el espacio anular – pies de cemento:

$$\text{Pies} = \text{vol. De lechada (pie}^3) - \text{cemento en csg (pie}^3) + \text{cap. anular} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \div \text{exceso}$$

Paso 5. Determinar la profundidad del tope del cemento en el espacio anular:

$$\text{Profundidad (pie)} = \text{prof. de asent. de csg (pie)} - \text{pies de cemento en esp. anular}$$

Paso 6. Determinar el número de barriles de lodo requeridos para desplazar el cemento:

$$\text{Barriles} = \text{pies de drill pipe} \times \text{capacidad de drill pipe} \left(\frac{\text{bl}}{\text{pie}} \right)$$

Paso 7. Determinar el número de emboladas requeridas para desplazar el cemento:

$$\text{Emboladas} = \frac{\text{barriles req. para desplazar cemento}}{\text{flujo de salida de bomba} \left(\frac{\text{bl}}{\text{emb}} \right)}$$

ANEXO F (Cálculos Manuales y Optimizaciones)

Cálculos Manuales		
Selección de Boquillas para las brocas – Optimización de Hidráulicas		
<p>BROCA #1 (4x18) Peso máximo lodo: 8.5 lpg Presión máxima: 2000 psi GPM min: 50 GPM max: 500</p>	<p>BROCA #2 (8x13) Peso máximo lodo: 10.4 lpg Presión máxima: 4000 psi GPM min: 600 GPM max: 1000</p>	<p>BROCA #3 (5x13)(2x14) Peso máximo del lodo: 10.5 lpg Presión máxima: 3600 psi GPM min: 830 GPM max: 900</p>
$Area\ boq. = \frac{N1^2 + N2^2 + \dots + N3^2}{1303.8}$ $Area\ boq. = \frac{4 \times (18^2)}{1303.8} = 0.994\ in^2$ $Pb = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times Area\ de\ boquilla}$ $Pb1 = \frac{500^2 \times 8.5}{10858 \times 0.994} = 196.89\ psi$ $Pb2 = \frac{50^2 \times 8.5}{10858 \times 0.994} = 1.96\ psi$ $Pc1 = 2000 - 196.89 = 1803.11\ psi$ $Pc2 = 200 - 1.96 = 198.04\ psi$ $M = \frac{\log\left(\frac{Pc1}{Pc2}\right)}{\log\left(\frac{Q1}{Q2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{1803.11}{198.04}\right)}{\log\left(\frac{500}{50}\right)} = 0.959$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $Popt = \frac{2}{M + 2} \times Pmax$ $Popt = \frac{2}{0.96 + 2} \times 2000 = 1351.8\ psi$ $Qopt = \left(\frac{Popt}{Pmax}\right)^{\frac{1}{1-M}} \times Q1$ $Qopt = \left(\frac{1351.8}{2000}\right)^{\frac{1}{1-0.96}} \times 500 = 492.03\ gpm$ $Pb = Pmax - Popt$ $Pb = 2000 - 1351.8 = 648.2\ psi$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Qopt^2 \times MW}{10858 \times Pmax}}$ $\text{Á} = \sqrt{\frac{278.44^2 \times 8.4}{10858 \times 648.2}} = 0.304\ in$ $Boquillas = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{4 \times 0,78540}} \times 32$ $Boquillas = \sqrt{\frac{0.304}{4 \times 0,7854}} \times 32 = 9.96$ <p>2 boquillas de 10/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p> $Popt = \frac{1}{0.959 + 1} \times 2000 = 1020.93\ psi$	$Area\ boq. = \frac{N1^2 + N2^2 + \dots + N3^2}{1303.8}$ $Area\ boq. = \frac{8 \times (13^2)}{1303.8} = 1.037\ in^2$ $Pb = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times Area\ de\ boquilla}$ $Pb1 = \frac{1000^2 \times 10.4}{10858 \times 1.037} = 923.64\ pis$ $Pb2 = \frac{600^2 \times 10.4}{10858 \times 1.037} = 323.51\ psi$ $Pc1 = 4000 - 923.64 = 3076.36\ psi$ $Pc2 = 2400 - 323.51 = 2076.49\ psi$ $M = \frac{\log\left(\frac{Pc1}{Pc2}\right)}{\log\left(\frac{Q1}{Q2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{3076.36}{2076.49}\right)}{\log\left(\frac{1000}{600}\right)} = 0.769$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $Popt = \frac{2}{M + 2} \times Pmax$ $Popt = \frac{2}{0.77 + 2} \times 4000 = 2888.7\ psi$ $Qopt = \left(\frac{Popt}{Pmax}\right)^{\frac{1}{1-M}} \times Q1$ $Qopt = \left(\frac{2888.7}{4000}\right)^{\frac{1}{1-0.77}} \times 1000 = 927.69\ gpm$ $Pb = Pmax - Popt$ $Pb = 4000 - 2888.7 = 1111.3\ psi$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Qopt^2 \times MW}{10858 \times Pmax}}$ $\text{Á} = \sqrt{\frac{927.69^2 \times 10.4}{10858 \times 1111.3}} = 0.8612\ in$ $Boquillas = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{8 \times 0,78540}} \times 32$ $Boquillas = \sqrt{\frac{0.8612}{8 \times 0,7854}} \times 32 = 11.84\ in$ <p>1 boquillas de 11/32 in 7 boquillas de 12/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p>	$Area\ boq. = \frac{N1^2 + N2^2 + \dots + N3^2}{1303.8}$ $Area\ boq. = \frac{(5 \times 13^2) + (2 \times 14^2)}{1303.8} = 0.95\ in^2$ $Pb = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times Area\ de\ boquilla}$ $Pb1 = \frac{900^2 \times 10.4}{10858 \times 0.9487} = 817.78\ pis$ $Pb2 = \frac{830^2 \times 10.4}{10858 \times 0.9487} = 695.52\ psi$ $Pc1 = 3600 - 817.78 = 2782.22\ psi$ $Pc2 = 3200 - 695.52 = 2504.48\ psi$ $M = \frac{\log\left(\frac{Pc1}{Pc2}\right)}{\log\left(\frac{Q1}{Q2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{2782.22}{2504.48}\right)}{\log\left(\frac{900}{830}\right)} = 1.298$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $Popt = \frac{2}{M + 2} \times Pmax$ $Popt = \frac{2}{1.29 + 2} \times 3600 = 2182.6\ psi$ $Qopt = \left(\frac{Popt}{Pmax}\right)^{\frac{1}{1-M}} \times Q1$ $Qopt = \left(\frac{2182.61}{3600}\right)^{\frac{1}{1-1.298}} \times 900 = 1044.7\ gpm$ $Pb = Pmax - Popt$ $Pb = 3600 - 2182.6 = 1417.4\ psi$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Qopt^2 \times MW}{10858 \times Pmax}}$ $\text{Á} = \sqrt{\frac{1044.73^2 \times 10.4}{10858 \times 1417.4}} = 0.8588\ in$ $Boquillas = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{7 \times 0,78540}} \times 32$ $Boquillas = \sqrt{\frac{0.8588}{7 \times 0,7854}} \times 32 = 12.65\ in$ <p>5 boquillas de 13/32 in 2 boquillas de 12/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p>

$Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$ $Q_{opt} = \frac{1020.93^{1-0.95}}{2000} \times 500 = 486.4 \text{ gpm}$ $P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 2000 - 1020.93 = 979.07 \text{ psi}$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$ $\hat{A} = \sqrt{\frac{486.4^2 \times 8.4}{10858 \times 979.07}} = 0.432 \text{ in}^2$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{4 \times 0,78540}} \times 32$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{0.432}{4 \times 0,78540}} \times 32 = 11.87 \text{ in}$ <p>1 boquillas de 11/32 in 3 boquillas de 12/32 in</p>	$P_{opt} = \frac{1}{0.77+1} \times 4000 = 2259.89 \text{ psi}$ $Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$ $Q_{opt} = \frac{2259.89^{1-0.77}}{4000} \times 1000 = 876.9 \text{ gpm}$ $P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 4000 - 2259.89 = 1740.11 \text{ psi}$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$ $\hat{A} = \sqrt{\frac{876.9^2 \times 10.4}{10858 \times 1740.11}} = 0.65 \text{ in}^2$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{8 \times 0,78540}} \times 32$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{0.6505}{8 \times 0,7854}} \times 32 = 10.29 \text{ in}$ <p>6 boquillas de 10/32 in 2 boquillas de 11/32 in</p>	$P_{opt} = \frac{1}{1.298+1} \times 3600 = 1566.58 \text{ psi}$ $Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$ $Q_{opt} = \frac{1566.579^{1-1.298}}{3600} \times 900 = 1153.25 \text{ gpm}$ $P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 3600 - 1566.58 = 2033.42 \text{ psi}$ $\text{Área de Boquilla} = \sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$ $\hat{A} = \sqrt{\frac{1153.25^2 \times 10.5}{10858 \times 2033.42}} = 0.7953 \text{ in}^2$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{7 \times 0,78540}} \times 32$ $\text{Boquillas} = \sqrt{\frac{0.7953}{7 \times 0,7854}} \times 32 = 12.17 \text{ in}$ <p>6 boquillas de 12/32 in 1 boquillas de 13/32 in</p>
<p>BROCA #4 (3x20) Peso máximo lodo: 10.7 lpg Presión máxima: 3700 psi GPM min: 700 GPM max: 800</p>	<p>BROCA #5 (8x14) Peso máximo lodo: 11 lpg Presión máxima: 4000 psi GPM min: 700 GPM max: 780</p>	<p>BROCA #6 (2x11)(4x12) Peso máximo del lodo: 10 lpg Presión máxima: 2000 psi GPM min: 380 GPM max: 420</p>
$\text{Area boq.} = \frac{N_1^2 + N_2^2 + \dots + N_3^2}{1303.8}$ $\text{Area boq.} = \frac{3 \times (20^2)}{1303.8} = 0.92 \text{ in}^2$ $P_b = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times \text{Area de boquilla}}$ $P_{b1} = \frac{800^2 \times 10.7}{10858 \times 0.92} = 658.53 \text{ psi}$ $P_{b2} = \frac{700^2 \times 10.7}{10858 \times 1.037} = 524.86 \text{ psi}$ $P_{c1} = 3700 - 658.53 = 3076.36 \text{ psi}$ $P_{c2} = 2800 - 524.86 = 2275.14 \text{ psi}$ $M = \frac{\log\left(\frac{P_{c1}}{P_{c2}}\right)}{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{3076.36}{2275.14}\right)}{\log\left(\frac{800}{700}\right)} = 2.259$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $P_{opt} = \frac{2}{M+2} \times P_{max}$ $P_{opt} = \frac{2}{2.26+2} \times 3700 = 1737.5 \text{ psi}$ $Q_{opt} = \left(\frac{P_{opt}}{P_{max}}\right)^{1-M} \times Q_1$ $Q_{opt} = \left(\frac{1737.497}{3700}\right)^{1-2.259} \times 800 = 2072 \text{ gpm}$	$\text{Area boq.} = \frac{N_1^2 + N_2^2 + \dots + N_3^2}{1303.8}$ $\text{Area boq.} = \frac{(8 \times 14^2)}{1303.8} = 1.2026 \text{ in}^2$ $P_b = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times \text{Area de boquilla}}$ $P_{b1} = \frac{780^2 \times 11}{10858 \times 1.2026} = 512.52 \text{ psi}$ $P_{b2} = \frac{700^2 \times 11}{10858 \times 1.2026} = 412.78 \text{ psi}$ $P_{c1} = 3200 - 512.52 = 2687.48 \text{ psi}$ $P_{c2} = 2800 - 412.78 = 2387.22 \text{ psi}$ $M = \frac{\log\left(\frac{P_{c1}}{P_{c2}}\right)}{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{2687.48}{2387.22}\right)}{\log\left(\frac{780}{700}\right)} = 1.095$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $P_{opt} = \frac{2}{M+2} \times P_{max}$ $P_{opt} = \frac{2}{1.09+2} \times 3200 = 2067.9 \text{ psi}$ $Q_{opt} = \left(\frac{P_{opt}}{P_{max}}\right)^{1-M} \times Q_1$ $Q_{opt} = \left(\frac{2067.85}{3200}\right)^{1-1.095} \times 780 = 813.035 \text{ gpm}$	$\text{Area boq.} = \frac{N_1^2 + N_2^2 + \dots + N_3^2}{1303.8}$ $\text{Area boq.} = \frac{(2 \times 11^2) + (4 \times 12^2)}{1303.8} = 0.63 \text{ in}^2$ $P_b = \frac{GPM^2 \times MW}{10858 \times \text{Area de boquilla}}$ $P_{b1} = \frac{420^2 \times 10}{10858 \times 0.6273} = 258.98 \text{ pis}$ $P_{b2} = \frac{380^2 \times 10}{10858 \times 0.9487} = 212 \text{ psi}$ $P_{c1} = 2000 - 258.98 = 1741.02 \text{ psi}$ $P_{c2} = 1600 - 212 = 1388 \text{ psi}$ $M = \frac{\log\left(\frac{P_{c1}}{P_{c2}}\right)}{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}$ $M = \frac{\log\left(\frac{1741.02}{1388}\right)}{\log\left(\frac{420}{380}\right)} = 2.26$ <p>Cálculos por Fuerza de Impacto</p> $P_{opt} = \frac{2}{M+2} \times P_{max}$ $P_{opt} = \frac{2}{2.26+2} \times 2000 = 938.97 \text{ psi}$ $Q_{opt} = \left(\frac{P_{opt}}{P_{max}}\right)^{1-M} \times Q_1$ $Q_{opt} = \left(\frac{938.97}{2000}\right)^{1-2.26} \times 420 = 1088.9 \text{ gpm}$

<p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 4000 - 1737.5 = 2262.5 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{2072^2 \times 10.7}{10858 \times 2262.5}} = 1.3674 \text{ in}$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{3 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{1.36}{3 \times 0,7854}} \times 32$ $= 22.45 \text{ in}$</p> <p>3 boquillas de 22/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p> <p>$P_{opt} = \frac{1}{0.26+1} \times 3700 = 2857.14 \text{ psi}$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{2857.14^{1-2.295}}{3700} \times 800$ $= 1118.1 \text{ gpm}$</p> <p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 4000 - 2857.14 = 1142.86 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{1118.09^2 \times 10.7}{10858 \times 1142.82}} = 1.038 \text{ in}^2$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{3 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{1.038}{3 \times 0,7854}} \times 32$ $= 21.24 \text{ in}$</p> <p>2 boquillas de 21/32 in 1 boquillas de 22/32 in</p>	<p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 3600 - 2067.85 = 1532.15 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{813.035^2 \times 11}{10858 \times 1532.15}} = 0.6611 \text{ in}$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{8 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{0.6611}{8 \times 0,7854}} \times 32$ $= 10.38 \text{ in}$</p> <p>5 boquillas de 10/32 in 3 boquilla de 11/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p> <p>$P_{opt} = \frac{1}{1.095+1} \times 3200 = 1527.44 \text{ psi}$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{1527.44^{1-1.095}}{3200} \times 780$ $= 836.77 \text{ gpm}$</p> <p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 3600 - 1527.44 = 2072.56 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{836.77^2 \times 11}{10858 \times 2072.56}} = 0.585 \text{ in}^2$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{8 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{0.585}{8 \times 0,7854}} \times 32$ $= 13.33 \text{ in}$</p> <p>3 boquillas de 14/32 in 5 boquillas de 13/32 in</p>	<p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 2000 - 938.97 = 1061.03 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{1088.9^2 \times 10}{10858 \times 1061.03}} = 1.0144 \text{ in}$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{6 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{1.0144}{6 \times 0,78540}} \times 32$ $= 12.66 \text{ in}$</p> <p>4 boquillas de 13/32 in 2 boquillas de 12/32 in</p> <p>Cálculos por Caballos de fuerza Hidráulica</p> <p>$P_{opt} = \frac{1}{2.26+1} \times 2000 = 613.5 \text{ psi}$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{P_{opt}^{1-M}}{P_{max}} \times Q_1$</p> <p>$Q_{opt} = \frac{613.5^{1-2.26}}{2000} \times 420$ $= 1861.66 \text{ gpm}$</p> <p>$P_b = P_{max} - P_{opt}$ $P_b = 2000 - 613.5 = 1386.5 \text{ psi}$</p> <p>Área de Boquilla = $\sqrt{\frac{Q_{opt}^2 \times MW}{10858 \times P_{max}}}$</p> <p>$\dot{A} = \sqrt{\frac{1861.66^2 \times 10}{10858 \times 1386.5}} = 1.2633 \text{ in}^2$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{\text{área de boquilla}}{6 \times 0,78540}} \times 32$</p> <p>Boquillas = $\sqrt{\frac{1.2633}{6 \times 0,7854}} \times 32$ $= 16.5 \text{ in}$</p> <p>3 boquillas de 16/32 in 3 boquillas de 15/32 in</p>
Parámetros de la hidráulica de la broca – Optimización de las Hidráulicas		
BROCA #1 (Tricónica de insertos de 16", 4 boquillas de 18/32 de in) GPM: 50 – 500, D: 8.5 lpg	BROCA #2 (PDC de 4 aletas, 16", 8 boquillas de 13/32 in, 42 cortadores) GPM: 600 – 1000, D: 10.5 lpg	BROCA #3 (PDC de 5 aletas, 12 1/2", 7 boquillas 5x13 y 2x14, 82 cortadores) GPM: 830-900, D: 10.4
<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 50}{16^2 - 5^2} = 5.3 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 500}{16^2 - 5^2} = 53.03 \text{ ft/min}$	<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 600}{16^2 - 5^2} = 63.63 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 1000}{16^2 - 5^2} = 106.6 \text{ ft/min}$	<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 830}{12.25^2 - 5^2} = 162.59 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 900}{12.25^2 - 5^2} = 176.31 \text{ ft/min}$

<p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 50^2 \times 8.5}{[4 \times 18^2]^2} = 1.97 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 500^2 \times 8.5}{[4 \times 18^2]^2} = 198 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP1} = \frac{200 \times 50}{1714} = 5.83$ $Sys \text{ HHP2} = \frac{2000 \times 500}{1714} = 583.4$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{50 \times 1.97}{1714} = 0.057$ $HHPb2 = \frac{500 \times 198}{1714} = 57.76$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{Tamaño \text{ broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{0.057 \times 1.27}{16^2} = \mathbf{0.0003}$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{57.76 \times 1.27}{16^2} = \mathbf{0.286}$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%P_{sib} = \frac{Pb}{P_{superficie}} \times 100$ $\%P_{sib1} = \frac{1.97}{200} \times 100 = 0.985$ $\%P_{sib2} = \frac{198}{2000} \times 100 = 9.9$ <p>Velocidad de chorro</p> $Vn = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $Vn1 = \frac{417,2 \times 50}{4 \times (18)^2} = 16.1 \text{ ft/s}$ $Vn2 = \frac{417,2 \times 500}{4 \times (18)^2} = 160.95 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times Vn \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{8.5 \times 16.1 \times 50}{193} = 35.45 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{8.5 \times 16.1 \times 500}{193} = 354.5 \text{ lbs}$ <p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p> $\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{35.45 \times 1,27}{16^2} = \mathbf{0.17 \text{ lb/in}^2}$	<p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 600^2 \times 10.5}{[8 \times 13^2]^2} = 323.63 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 1000^2 \times 10.5}{[4 \times 18^2]^2} = 898.98 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP1} = \frac{2400 \times 600}{1714} = 840.14$ $Sys \text{ HHP2} = \frac{4000 \times 1000}{1714} = 2333.72$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{600 \times 323.63}{1714} = 113.3$ $HHPb2 = \frac{1000 \times 898.98}{1714} = 524.49$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{Tamaño \text{ broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{113.3 \times 1.27}{16^2} = \mathbf{0.562}$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{524.49 \times 1.27}{16^2} = \mathbf{2.6}$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%P_{sib} = \frac{Pb}{P_{superficie}} \times 100$ $\%P_{sib1} = \frac{323.63}{2400} \times 100 = 13.48$ $\%P_{sib2} = \frac{898.98}{4000} \times 100 = 22.47$ <p>Velocidad de chorro</p> $Vn = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $Vn1 = \frac{417,2 \times 600}{8 \times (13)^2} = 185.15 \text{ ft/s}$ $Vn2 = \frac{417,2 \times 1000}{8 \times (13)^2} = 308.58 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times Vn \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{10.5 \times 185.15 \times 600}{193} = 6043.75 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{10.5 \times 308.58 \times 1000}{193} = 16788.03 \text{ lbs}$ <p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p>	<p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 830^2 \times 10.4}{[(5 \times 13^2) + (2 \times 14^2)]^2} = 368.647 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 900^2 \times 10.4}{[(5 \times 13^2) + (2 \times 14^2)]^2} = 433.45 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP1} = \frac{3200 \times 830}{1714} = 1549.6$ $Sys \text{ HHP2} = \frac{3600 \times 900}{1714} = 1890.315$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{830 \times 368.647}{1714} = 178.516$ $HHPb2 = \frac{900 \times 433.45}{1714} = 227.6$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{Tamaño \text{ broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{178.516 \times 1.27}{12.25^2} = \mathbf{1.51}$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{227.6 \times 1.27}{12.25^2} = \mathbf{1.92}$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%P_{sib} = \frac{Pb}{P_{superficie}} \times 100$ $\%P_{sib1} = \frac{368.647}{3200} \times 100 = 11.52$ $\%P_{sib2} = \frac{433.45}{3600} \times 100 = 12.04$ <p>Velocidad de chorro</p> $Vn = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $Vn1 = \frac{417,2 \times 830}{(5 \times 13^2) + (2 \times 13^2)} = 279.93 \text{ ft/s}$ $Vn2 = \frac{417,2 \times 900}{(5 \times 13^2) + (2 \times 13^2)} = 303.54 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times Vn \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{10.4 \times 279.93 \times 830}{193} = 12519.97 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{10.4 \times 303.54 \times 900}{193} = 14720.9 \text{ lbs}$
---	--	---

$\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{354.5 \times 1,27}{16^2} = 1.76 \text{ lb/in}^2$	$\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{6043.75 \times 1,27}{16^2} = 29.9 \text{ lb/in}^2$ $\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{16788.03 \times 1,27}{16^2} = 83.28 \text{ lb/in}^2$	<p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p> $\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{12519.97 \times 1,27}{12.25^2} = 105.96 \text{ lb/in}^2$ $\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{14720.9 \times 1,27}{12.25^2} = 970.89 \text{ lb/in}^2$
<p>BROCA #4 (Tricónica de matriz, 12 ¼", 3 boquillas de 20/32 in) GPM: 800, D:10.7 lpg</p>	<p>BROCA #5 (PDC de 4 aletas, 12 ¼", 8 boquillas de 14/32 in, 52 cortadores) GPM: 780 , D: 10.8 lpg</p>	<p>BROCA #6 (PDC de 6 aletas, 8 ½", 6 boquillas 2x11 y 4x12, 61 cortadores) GPM: 380, D: 9.8 lpg</p>
<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 700}{12.25^2 - 5^2} = 137.13 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 800}{12.25^2 - 5^2} = 156.72 \text{ ft/min}$ <p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 700^2 \times 10.7}{[(3 \times 20^2)]^2} = 569.81 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 800^2 \times 10.7}{[(3 \times 20^2)]^2} = 774.24 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP}1 = \frac{2800 \times 700}{1714} = 1143.52$ $Sys \text{ HHP}2 = \frac{3700 \times 800}{1714} = 1726.95$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{700 \times 569.81}{1714} = 232.71$ $HHPb2 = \frac{800 \times 774.24}{1714} = 361.37$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{\text{Tamaño broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{232.71 \times 1.27}{12.25^2} = 1.97$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{361.37 \times 1.27}{12.25^2} = 3.06$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%Psib = \frac{Pb}{P \text{ superficie}} \times 100$ $\%Psib1 = \frac{569.81}{2800} \times 100 = 20.35$ $\%Psib2 = \frac{774.24}{3700} \times 100 = 20.93$ <p>Velocidad de chorro</p>	<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 700}{12.25^2 - 5^2} = 137.13 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 780}{12.25^2 - 5^2} = 152.8 \text{ ft/min}$ <p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 700^2 \times 10.8}{[(8 \times 14^2)]^2} = 336.85 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 780^2 \times 10.8}{[(8 \times 14^2)]^2} = 414.25 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP}1 = \frac{2800 \times 700}{1714} = 1143.52$ $Sys \text{ HHP}2 = \frac{3200 \times 780}{1714} = 456.24$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{700 \times 336.85}{1714} = 137.57$ $HHPb2 = \frac{780 \times 414.25}{1714} = 188.51$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{\text{Tamaño broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{137.57 \times 1.27}{12.25^2} = 1.16$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{188.51 \times 1.27}{12.25^2} = 1.59$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%Psib = \frac{Pb}{P \text{ superficie}} \times 100$ $\%Psib1 = \frac{336.85}{2800} \times 100 = 12.03$ $\%Psib2 = \frac{414.25}{3200} \times 100 = 12.95$ <p>Velocidad de chorro</p>	<p>Velocidad Anular</p> $AV = \frac{24,5 \times Q}{Dh^2 - Dp^2}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 380}{8.5^2 - 5^2} = 197.037 \text{ ft/min}$ $AV2 = \frac{24,5 \times 420}{12.25^2 - 5^2} = 217.77 \text{ ft/min}$ <p>Pérdida de presión por boquilla</p> $Pb = \frac{156,5 \times Q^2 \times MW}{[(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^3]^2}$ $Pb1 = \frac{156,5 \times 380^2 \times 9.8}{[(2 \times 11^2) + (4 \times 12^2)]^2} = 330.98 \text{ psi}$ $Pb2 = \frac{156,5 \times 420^2 \times 9.8}{[(2 \times 11^2) + (4 \times 12^2)]^2} = 404.33 \text{ psi}$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos sistem</p> $Sys \text{ HHP} = \frac{P \text{ superficie} \times Q}{1714}$ $Sys \text{ HHP}1 = \frac{1600 \times 380}{1714} = 354.73$ $Sys \text{ HHP}2 = \frac{2000 \times 420}{1714} = 490.08$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos broca</p> $HHPb = \frac{Q \times Pb}{1714}$ $HHPb1 = \frac{380 \times 330.98}{1714} = 73.38$ $HHPb2 = \frac{420 \times 404.33}{1714} = 98.83$ <p>Caballos de fuerza hidráulicos por cada pulg² del diámetro de la broca</p> $\frac{HHPb}{in^2} = \frac{HHPb \times 1.27}{\text{Tamaño broca}^2}$ $\frac{HHPb}{in^2} 1 = \frac{73.38 \times 1.27}{8.5^2} = 1.29$ $\frac{HHPb}{in^2} 2 = \frac{98.83 \times 1.27}{8.5^2} = 1.74$ <p>Pérdida de presión en la broca (%)</p> $\%Psib = \frac{Pb}{P \text{ superficie}} \times 100$ $\%Psib1 = \frac{330.98}{1600} \times 100 = 20.686$ $\%Psib2 = \frac{403.33}{2000} \times 100 = 20.17$ <p>Velocidad de chorro</p>

$V_n = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $V_{n1} = \frac{417,2 \times 700}{(3 \times 20^2)} = 243.37 \text{ ft/s}$ $V_{n2} = \frac{417,2 \times 800}{(3 \times 20^2)} = 278.13 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times V_n \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{10.7 \times 243.37 \times 700}{193} = 9444.77 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{10.7 \times 278.13 \times 800}{193} = 12335.71 \text{ lbs}$ <p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p> $\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{in^2 \times D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{9444.77 \times 1,27}{12.25^2} = 79.93 \text{ lb/in}^2$ $\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{12335.71 \times 1,27}{12.25^2} = 104.4 \text{ lb/in}^2$	$V_n = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $V_{n1} = \frac{417,2 \times 700}{(8 \times 14^2)} = 186.25 \text{ ft/s}$ $V_{n2} = \frac{417,2 \times 780}{(8 \times 14^2)} = 207.5357 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times V_n \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{10.8 \times 186.25 \times 700}{193} = 7295.6 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{10.8 \times 207.5357 \times 780}{193} = 9058.45 \text{ lbs}$ <p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p> $\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{in^2 \times D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{7295.6 \times 1,27}{12.25^2} = 61.74 \text{ lb/in}^2$ $\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{9058.45 \times 1,27}{12.25^2} = 76.66 \text{ lb/in}^2$	$V_n = \frac{417,2 \times Q}{(N1)^2 + (N2)^2 + (N3)^2}$ $V_{n1} = \frac{417,2 \times 380}{(2 \times 11^2) + (4 \times 12^2)} = 193.81 \text{ ft/s}$ $V_{n2} = \frac{417,2 \times 420}{(2 \times 11^2) + (4 \times 12^2)} = 214.21 \text{ ft/s}$ <p>Fuerza de impacto en la broca</p> $IF = \frac{MW \times V_n \times Q}{193}$ $IF1 = \frac{9.8 \times 193.81 \times 380}{193} = 3739.63 \text{ lbs}$ $IF2 = \frac{9.8 \times 214.21 \times 420}{193} = 4568.33 \text{ lbs}$ <p>Fuerza de impacto por pulg² de la broca</p> $\frac{IF}{in^2} = \frac{IF \times 1,27}{in^2 \times D \text{ broca}^2}$ $\frac{IF}{in^2} 1 = \frac{3739.63 \times 1,27}{8.5^2} = 68.73 \text{ lb/in}^2$ $\frac{IF}{in^2} 2 = \frac{4568.33 \times 1,27}{8.5^2} = 80.3 \text{ lb/in}^2$
---	---	--

Pérdidas de presión en la Tubería de perforación		
Sección Superficial: 16"	Sección Intermedia: 12 1/4"	Sección Productora: 8 1/2"
Dens.: 8.4 a 10.4 lpg. 600–1000 gpm	Dens.: 9.8 a 10.8 lpg. 800–900 gpm	Dens.: 9.6 a 9.8. lpg. 380–400 gpm
$P = \frac{0,000061 \times MW \times L \times Q^{1,86}}{d^{4,86}}$ $P1 = \frac{0,000061 \times 8.4 \times 500 \times 600^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 32.29 \text{ psi}$ $P2 = \frac{0,000061 \times 10.4 \times 5890 \times 1000^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 1217.96 \text{ psi}$	$P = \frac{0,000061 \times MW \times L \times Q^{1,86}}{d^{4,86}}$ $P1 = \frac{0,000061 \times 9.8 \times 5900 \times 800^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 759.12 \text{ psi}$ $P2 = \frac{0,000061 \times 10.8 \times 9633 \times 1000^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 1700.45 \text{ psi}$	$P = \frac{0,000061 \times MW \times L \times Q^{1,86}}{d^{4,86}}$ $P1 = \frac{0,000061 \times 9.6 \times 9650 \times 380^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 304.57 \text{ psi}$ $P2 = \frac{0,000061 \times 9.8 \times 11196 \times 420^{1,86}}{4.276^{4,86}} = 434.53 \text{ psi}$
Pérdidas de presión en el espacio anular		
$P = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times MW \times L \times V^2}{Dh - Dp}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 8.4 \times 500 \times 63.63^2}{16 - 5} = 0.22 \text{ psi}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 10.4 \times 5890 \times 6106.6^2}{16 - 5} = 9.07 \text{ psi}$	$P = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times MW \times L \times V^2}{Dh - Dp}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 9.8 \times 5900 \times 156.72^2}{12.25 - 5} = 28.06 \text{ psi}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 10.8 \times 9633 \times 176.31^2}{12.25 - 5} = 63.91 \text{ psi}$	$P = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times MW \times L \times V^2}{Dh - Dp}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 9.6 \times 9650 \times 197.03^2}{8.5 - 5} = 147.21 \text{ psi}$ $P1 = \frac{(1,4327 \times 10^{-7}) \times 9.8 \times 11196 \times 217.78^2}{8.5 - 5} = 213.02 \text{ psi}$
Volumen de la Sarta de Perforación (barriles)		
$V = \frac{(ID)^2}{1029,4} \times L$ $V = \frac{4.276^2}{1029,4} \times 5890 = 104.62 \text{ Bls}$	$V = \frac{(ID)^2}{1029,4} \times L$ $V = \frac{4.276^2}{1029,4} \times 9633 = 171.1 \text{ Bls}$	$V = \frac{(ID)^2}{1029,4} \times L$ $V = \frac{4.276^2}{1029,4} \times 11196 = 198.86 \text{ Bls}$
Volumen anular (barriles)		
$V = \frac{(Dh^2) - (Dp^2)}{1029,4} \times L$	$V = \frac{(Dh^2) - (Dp^2)}{1029,4} \times L$	$V = \frac{(Dh^2) - (Dp^2)}{1029,4} \times L$

$V = \frac{(16^2) - (5^2)}{1029,4} \times 5890$ $= 1321.73 \text{ Bls}$	$V = \frac{(12.25^2) - (5^2)}{1029,4} \times (9633 - 5890)$ $= 454.74 \text{ Bls}$ $Vt = 1321.73 + 454.74 = 1776.46 \text{ Bls}$	$V = \frac{(8.55^2) - (5^2)}{1029,4} \times (11196 - 9633)$ $= 71.74 \text{ Bls}$ $Vt = 1321.73 + 454.74 + 71.74$ $= 1848.21 \text{ Bls}$
---	--	---

Cálculos de Cementación		
Hoyo de 16" + casing de 13 3/8" TOC Lead: 500 ft – d. Lead: 14.5 lpg Rendimiento Lead: 1.6 ft ³ /sks TOC Tail: 4890 ft – d. Tail: 16 lpg Rendimiento Tail: 1.29 ft ³ /sks d. Top Job: 15.8 Rendimiento Tob Job: 1.32 ft ³ /sks	Hoyo de 12 1/4" + casing de 9 5/8" TOC Lead: 5790ft – d. Lead: 13.5 lpg Rendimiento Lead: 1.92 ft ³ /sks TOC Tail: 8635 ft – d. Tail: 16 lpg Rendimiento Tail: 1.3 ft ³ /sks (10% de exceso)	Hoyo de 8 1/2" + liner de 7" TOC Lead: 9563 ft – d. Lead: 16.2 Rendimiento Lead: 1.55 ft ³ /sks TOC Tail: 9933 ft – d. Tail: 16.2 lpg Rendimiento Tail: 1.55 ft ³ /sks d. Scavenger: 13 lpg Rendimiento Remov: 2.49 ft ³ /sks (20% exceso en lead y tail)
Capacidad Anular $CA = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $CA = \frac{(16^2) - (13.375^2)}{1029,4}$ $= 0.0749 \text{ Bl/ft}$	Capacidad Anular $CA = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $CA = \frac{(12.25^2) - (9.625^2)}{1029,4}$ $= 0.05578 \text{ Bl/ft}$	Capacidad Anular $CA = \frac{Dh (\text{pulg}^2) - Dp (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $CA = \frac{(8.5^2) - (7^2)}{1029,4} = 0.02258 \text{ Bl/ft}$
Volumen anular de la sección $Va = CA \times Profundidad$ $Va = 0.0749 \times 5890 = 441.20 \text{ Bls}$	Volumen anular de la sección $Va = CA \times Profundidad$ $Va = 0.0749 \times 9633 = 537.35 \text{ Bls}$	Volumen anular de la sección $Va = CA \times Profundidad$ $Va = 0.02258 \times (11196 - 9563)$ $= 36.88 \text{ Bls}$
Capacidad del casing $Cc = \frac{ID (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $Cc = \frac{(12.415^2)}{1029,4} = 0.14973 \frac{\text{Bls}}{\text{ft}}$	Capacidad del casing (47 lb/ft) $Cc = \frac{ID (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $Cc = \frac{(8.681^2)}{1029,4} = 0.0732 \frac{\text{Bls}}{\text{ft}}$	Capacidad del liner $Cc = \frac{ID (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $Cc = \frac{(6.276^2)}{1029,4} = 0.03826 \frac{\text{Bls}}{\text{ft}}$
Volumen del casing (volumen de desplazamiento con lodo) $Vc = Cc \times Profundidad$ $Va = 0.14973 \times 5890 = 881.91 \text{ Bls}$	Volumen del casing (volumen de desplazamiento con lodo) $Vc = Cc \times Profundidad$ $Va = 0.0732 \times 8646 = 632.8872 \text{ Bls}$	Volumen del liner (volumen de desplazamiento con agua) $Vc = Cc \times Profundidad$ $Va = 0.03826 \times (11196 - 9513)$ $= 64.397 \text{ Bls}$
Sacos requeridos lechada Lead $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(4890 - 500) \times 0.0749 \times 5.615}{1.6}$ $= 1153.92 \text{ sks de 110 lbs}$	Capacidad del casing (53.5 lb/ft) $Cc = \frac{ID (\text{pulg}^2)}{1029,4}$ $Cc = \frac{(8.535^2)}{1029,4} = 0.0707 \frac{\text{Bls}}{\text{ft}}$	$V = \frac{4.276^2}{1029,4} \times 168.97 = \text{Bls}$
Sacos requeridos lechada Tail $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(5890 - 4890) \times 0.0749 \times 5.615}{1.29}$ $= 326 \text{ sks de 110 lbs}$	Volumen del casing (volumen de desplazamiento con lodo) $Vc = Cc \times Profundidad$ $Va = 0.0732 \times 907 = 64.18 \text{ Bls}$	Sacos requeridos lechada Lead $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(9933 - 9563) \times 0.02258 \times 5.615 \times 1.2}{1.55}$ $= 36.31 \text{ sks de 94 lbs}$
Sacos requeridos lechada Tail (shoe track) $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(44) \times 0.1497 \times 5.615}{1.29}$ $= 28.67 \text{ sks de 110 lbs}$	Volumen casing intermedio $Vt = Va1 + Va2$ $Vt = 64.18 + 632.88 = 697.06$	Sacos requeridos lechada Tail $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(11196 - 9933) \times 0.02258 \times 5.615 \times 1.2}{1.55}$ $= 123.97 \text{ sks de 110 lbs}$
Sacos totales requeridos lechada Tail	Sacos requeridos lechada Lead $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(8635 - 5790) \times 0.055 \times 5.615 \times 1.1}{1.92}$ $= 510.5 \text{ sks de 94 lbs}$	Sacos requeridos lechada Tail (shoe track) $Sks = \frac{ft \text{ a cementar} \times CA \times \text{exceso}}{\text{Rendimiento}}$ $Sks = \frac{(11196 - 11071) \times 0.03826 \times 5.615 \times 1.2}{1.55}$ $= 20.79 \text{ sks de 94 lbs}$

$Sks = 326 + 28.67 = 354.67$ <p>Sacos requeridos lechada Tob Job</p> $Sks = \frac{ft \text{ a cementar } x CA \text{ x exceso}}{Rendimiento}$ $Sks = \frac{(500 - 0) \times 0.0749 \times 5.615}{1.32}$ $= 159.3 \text{ sks de } 110 \text{ lbs}$ <p>Volumen de lechada Lead</p> $Va = 0.0749 \times (4890 - 500)$ $= 328.81 \text{ Bls}$ <p>Volumen de lechada Tail</p> $V = Va + Vs$ $Va = 0.0749 \times (5890 - 4890)$ $= 75 \text{ Bls}$ $Vs = 0.14973 \times (5890 - 5850)$ $= 14.97 \text{ Bls}$ $V = 75 + 14.97 = 90 \text{ Bls}$ <p>Volumen de lechada Tob Job</p> $V = 0.0749 \times (500 - 0) = 37.45 \text{ Bls}$	$Sks = \frac{(9633 - 8635) \times 0.055 \times 5.615 \times 1.1}{1.3}$ $= 264.49 \text{ sks de } 94 \text{ lbs}$ <p>Sacos requeridos lechada Tail (shoe track)</p> $Sks = \frac{ft \text{ a cementar } x CA \text{ x exceso}}{Rendimiento}$ $Sks = \frac{(44) \times 0.0707 \times 5.615 \times 1.1}{1.3}$ $= 14.78 \text{ sks de } 94 \text{ lbs}$ <p>Sacos totales requeridos lechada Tail</p> $Sks = 264.49 + 14.78$ $= 279.27 \text{ sks/lbs}$ <p>Volumen de lechada Lead</p> $V = Va + Ve$ $Va = 0.05578 \times (8635 - 5790)$ $= 158.7 \text{ Bls}$ $Ve = Va \times 10\% = 15.87 \text{ Bls}$ $V = 8.35 + 1.67 = 174.56 \text{ Bls}$ <p>Volumen de lechada Tail</p> $V = Va + Ve + Vs$ $Va = 0.05578 \times (9633 - 8635)$ $= 55.85 \text{ Bls}$ $Ve = Va \times 10\% = 5.585 \text{ Bls}$ $Vs = 0.0707 \times (9633 - 9593.51) \times 1.1$ $= 3.07 \text{ Bls}$ $V = 55.85 + 5.585 + 3.07 = 64.5 \text{ Bls}$	<p>Sacos totales requeridos lechada Tail</p> $Sks = 123.97 + 20.79 = 144.76 \text{ sks}$ <p>Sacos requeridos lechada Scavanger</p> $Sks = \frac{ft \text{ a cementar } x CA \text{ x exceso}}{Rendimiento}$ $Sks = \frac{(9563 - 9513) \times 0.02258 \times 5.615}{2.49}$ $= 2.55 \text{ sks de } 94 \text{ lbs}$ <p>Volumen de lechada Lead</p> $V = Va + Ve$ $Va = 0.02258 \times (9933 - 9563)$ $= 8.35 \text{ Bls}$ $Ve = Va \times 20\% = 1.67 \text{ Bls}$ $V = 8.35 + 1.67 = 10.02 \text{ Bls}$ <p>Volumen de lechada Tail</p> $V = Va + Ve + Vs$ $Va = 0.02258 \times (11196 - 9933)$ $= 28.52 \text{ Bls}$ $Ve = Va \times 20\% = 5.7 \text{ Bls}$ $Vs = 0.03826 \times (11196 - 11071) \times 1.1$ $= 5.258 \text{ Bls}$ $V = 28.52 + 5.7 + 5.258 = 39.48 \text{ Bls}$ <p>Volumen de lechada Scavanger</p> $V = 0.02258 \times (9563 - 9513) = 1.13 \text{ Bls}$
--	--	---