



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Propuesta de Diseño para la Perforación de un Pozo Exploratorio de Geotermia en Jamanco-Ecuador

Autor: Diego Roberto Ayala Trujillo.

Tutores: Dr. Luis Rivero Marginedas.
Dr. Albert Casas.

Curs acadèmic: 2017-2018

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Agradecimiento

A mis queridos padres Augusto y Gloria por su apoyo incondicional, a mis profesores de la Universidad de Barcelona y de manera especial a mis tutores, Luis Rivero y Albert Casas por guiar este trabajo.

Dedicatoria

A la persona que creyó en mi para realizar todo aquello que ahora me permite estar aquí.

Gatita

Contenido

1.	Introducción.....	1
2.	Objetivos.....	1
3.	Energía geotérmica en el Ecuador.....	2
3.1.	Caldera Chalcana.....	2
4.	Diseño del pozo.....	3
4.1.	Propuesta geológica.....	3
4.2.	Profundidad total programada.....	4
4.3.	Coordenadas y Profundidad de los objetivos.....	5
4.4.	Columna geológica probable.....	5
4.5.	Programa de toma de núcleos de corona.....	6
4.6.	Programa de muestreo de ripios de perforación.....	6
4.7.	Diámetros de cada sección.....	7
4.8.	Estado mecánico programado.....	7
4.9.	BHA propuesto.....	8
5.	Fluidos de perforación.....	11
5.1.	Criterios de selección.....	11
5.2.	Programa de fluidos de perforación.....	13
5.3.	Efecto de la densidad de lodo equivalente ECD.....	14
5.4.	Curva de densidades.....	16
6.	Programa de brocas.....	17
6.1.	Tipos de brocas.....	17
6.2.	Recomendaciones generales en la selección de la hidráulica.....	18
7.	Diseño de revestimientos.....	18
7.1.	Selección de profundidad de asentamiento.....	18
7.2.	Criterios de diseño de revestimientos.....	19
8.	Diseño de cementaciones.....	20
8.1.	Sección 12 ¼" Cementación intermedia convencional.....	21
8.2.	Sección 8 ½" Cementación producción, liner.....	22
9.	Registros de pozo.....	23
9.1.	Diagrafías geofísicas.....	23
9.2.	Sección 12 ¼" - wireline - (Tiempo Real).....	24
9.3.	Sección 8 ½".....	24
9.4.	Tiempo estimado de operaciones por sección.....	25
10.	Tiempos de perforación.....	26
11.	Selección del equipo de perforación.....	26
12.	Costos estimados.....	27
12.1.	Costos fijos y costos variables.....	28
12.2.	Costo del tiempo no productivo.....	29
13.	Conclusiones.....	29
14.	Bibliografía.....	30

15.	Anexos.....	31
15.1.	Códigos IADC para brocas PDC	31
15.2.	Código IADC para brocas tricónicas	32
15.3.	Longitudes y peso de herramientas BHA 1.....	33
15.4.	Longitudes y peso de herramientas BHA 2.....	33
16.	Abstract	34

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1.	Modelo geotérmico preliminar para la zona Jamanco, la elipse indica la ubicación del reservorio hipotético	2
Ilustración 2.	Perfil resistivo SO-NE del levantamiento MT 3D.....	3
Ilustración 3.	Mapa de localización.	4
Ilustración 4.	Sección del modelo conceptual del prospecto Jamanco a lo largo de la falla Jamanco. El pozo penetra la falla con el objetivo de intersectar e isoterma de 200 C del Modelo Conceptual.	6
Ilustración 5.	Diseño mecánico pozo Jamanco 1.....	7
Ilustración 6.	Vista en planta pozo Jamanco 1.....	8
Ilustración 7.	Configuraciones de BHA.	10
Ilustración 8.	Ventana de operaciones de perforación.....	13
Ilustración 9.	Ph del fluido de perforación dentro de la ventana de perforación.	14
Ilustración 10.	Ph debida al ECD y su ubicación dentro de la ventana de perforación..	15
Ilustración 11.	Curva de densidades de fluidos de perforación.	16
Ilustración 12.	Selección de la profundidad de asentamiento.....	19
Ilustración 13.	Curva de la relación profundidad versus tiempo.	26

Listado de Tablas

Tabla 1.	Ubicación del prospecto Jamanco	4
Tabla 2.	Profundidad total de Jamanco 1	4
Tabla 3.	Profundidad y coordenadas pozo Jamanco 1.....	5
Tabla 4.	Columna geológica Jamanco 1.....	5
Tabla 5.	Toma de núcleos de corona.....	6
Tabla 6.	Programa de muestreo de ripios de perforación para Jamanco 1.....	7
Tabla 7.	Selección de diámetros de pozo	7
Tabla 8.	Características de las rocas.....	8
Tabla 9.	Selección de sarta de perforación.....	9
Tabla 10.	Configuración BHA 1	9
Tabla 11.	Configuración BHA 2.....	9
Tabla 12.	Gradientes de la formación.	11
Tabla 13.	Valores de presiones de fractura y de formación respecto de la profundidad.....	12
Tabla 14.	Características fluido de perforación.....	13

Tabla 15. Presión de fractura, Presión de formación, Presión hidrostática del lodo en función de la profundidad.....	14
Tabla 16. Cálculo de la densidad equivalente de perforación ECD.....	15
Tabla 17. Diseño de brocas, variables consideradas.	17
Tabla 18. Parámetros de la hidráulica de perforación.	18
Tabla 19. Parámetros de selección de casing.	20
Tabla 20. Distribución de revestidores.	20
Tabla 21. Criterios de selección del Tipo de cemento	21
Tabla 22. Cálculos de capacidades volumétricas y número de sacos de cemento	21
Tabla 23. Reseña completa de la cementación de la sección 12 ¼"	21
Tabla 24. Reseña completa de la cementación de la sección 8 ½".....	22
Tabla 25. Reseña completa de la cementación de la sección 8 ½".....	22
Tabla 26. Tipos de diagráfias.....	23
Tabla 27. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 12 1/4".....	24
Tabla 28. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 8 1/2".....	24
Tabla 29. Configuración de herramientas para registro de segunda corrida, sección 8 1/2".....	25
Tabla 30. Configuración de herramientas para registro de tercera corrida, sección 8 1/2".....	25
Tabla 31. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 8 1/2".....	25
Tabla 32. Tiempo estimado de corrida de registros eléctricos	25
Tabla 33. características del equipo de perforación	27
Tabla 34. Costos estimados del pozo Jamanco.	27

Simbología

BHA: Bottom Hole Assembly
BLS: Barriles
BOP: Blow Out Preventor
cP: Centipoise
DC: Drill Collar
DP: Drill pipe
ECD: Densidad Equivalente de Circulación
GAL: Galones
GMP: Galones por Minuto
HSI: Índice de Limpieza
HPP: Potencial Hidráulica
HWDP: Heavy Weigh Drill Pipe
IADC: International Association of Drilling Contractor
PPG: Libras Por Galón
LWD: Logging While Drilling
MD: Measured Drilling
MT: Magnetotelégrafo
MWD: Measuring While Drilling
NPT: Non Productive Time
Ppm: Partes Por Millón
Q: Gasto o caudal
ROP: Rate On Penetration
RPM: Revoluciones Por Minuto
SPP: Pérdida de presión total
TFA: Total Flow Area
TMDEM: Método electromagnético del dominio del tiempo
TVD: True Vertical Deep
WOB: Weight on Bit
YP: Yield Point

1. INTRODUCCIÓN.

Dentro de las alternativas energéticas actuales se encuentra la geotermia, sin duda es una de las opciones que en condiciones especiales resulta económicamente viable para generar energía y disminuir paulatinamente la dependencia de los combustibles fósiles; la geotermia tiene un beneficio adicional al tener menos emisiones de agentes contaminantes y ser parte de las llamadas energías renovables, esta opción energética no solo permite generar electricidad a través de los medios de transformación mecánica conocidos, sino que se puede aprovechar el uso del agua caliente para propósitos agrarios, industriales y domésticos.

El desarrollo de este proyecto es desafiante, por ser el primer pozo que se tiene pensado perforar en el Ecuador para estos propósitos. El futuro de esta nueva forma de generar energía dependerá de los resultados de este primer pozo, por esta razón se han considerado todas las variables que se puedan optimizar en el diseño del mismo, para volverlo atractivo económicamente reduciendo costes de inversión sin sacrificar la seguridad.

El diseño del pozo tendrá una característica poco usual se utilizará un diseño de dos secciones que suelen ser más eficientes con el tiempo y con los recursos destinados de la operación.

La estructura del pozo para Jamanco tiene consideraciones que han permitido disminuir los costes en la fase de diseño, el propósito de este proyecto no solamente es completar la tarea de llegar a la zona productora, sino dejar un pozo en excelentes condiciones para permitir su evaluación, su futura producción con el menor daño posible a la formación y con una cementación que garantice la estabilidad del pozo.

La ubicación del objetivo ha sido determinada en la investigación de geología de la empresa Servicios y Remediación Serviremediación S.A. la cual fue la encargada de realizar todos los estudios y recomendaciones.

En la caldera Chalcana no hay una estimación de la descarga de calor en superficie, no existe una estimación del uso del recurso geotérmico y no existe un estudio que relacione las fuentes termales y las fallas geológicas (Pilicita , 2013)

2. OBJETIVOS

- Diseñar un pozo estable que se adapte a la geología de la región y permita comunicar los fluidos del yacimiento con la superficie para su evaluación y futura producción.
- Incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas en la perforación mediante la optimización del diseño y la reducción de los tiempos no productivos.
- Recopilar información geológica relevante que permita adaptar mejor los parámetros de perforación.

3. ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL ECUADOR.

El Ecuador tiene una ubicación privilegiada al hablar de geotermia, los prospectos más prometedores se mencionan en el documento: "Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, de Bernardo Beate. Según el investigador Bernardo Beate, el potencial hipotético establecido hasta 2010 es:

- Potencial geotérmico hipotético total del Ecuador: 6.500 MWe,
- Potencial geotérmico hipotético de los prospectos geotérmicos: Tufiño - Chiles (138 MWe), Chachimbiro (113 MWe), Chalupas (283 MWe) y Chacana (418 MWe) (Beate, 2010).

3.1. CALDERA CHALCANA

La zona de estudio abarca la mitad Sur de la caldera Chalcana, ubicada a 60 Km al Este de Quito en la cresta de la Cordillera Real y está definida por tres áreas de fuentes termales conocidas como Cachiyacu, Jamanco y Termas de Papallacta. La caldera Chalcana es parte de un gran complejo volcánico activo de afinidad calco-alcalina y edad Plio-Cuaternaria, que sobreyace un basamento metamórfico mesozoico y rocas volcánicas del Terciario Superior. La historia magmática del área involucra la formación de caldera Chalcana y el relleno inicial de su depresión por un gran volumen de tobas silíceas y brechas, cuya edad oscila entre 2.7 y 2.6 Ma, seguido por la emisión frecuente de lavas de composición andesítica y dacítica hasta 1.5 Ma, el espesor total del relleno calderico se estima en unos 6560 pies, (Servicios y Remediación SyR, 2012). La ilustración 1, es una representación del modelo Jamanco.

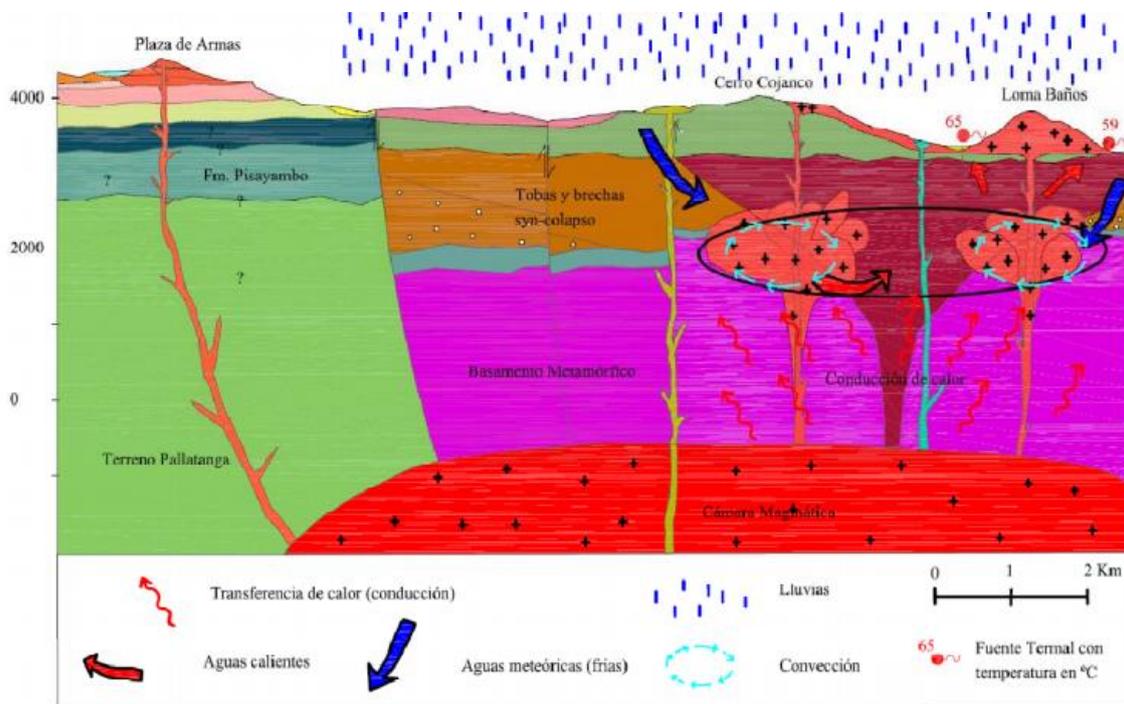


Ilustración 1. Modelo geotérmico preliminar para la zona Jamanco, la elipse indica la ubicación del reservorio hipotético, Elaborado por (Villares , 2010).

Los datos geoquímicos de las aguas y gases muestreados en las fuentes termales del área de estudio de Chacana son complejos y no llevan a una interpretación única. Se proponen varios modelos geoquímicos para explicar los datos obtenidos en Jamanco, dado la disparidad en los resultados geotermométricos y el equilibrio parcial de las aguas. Un primer modelo predice un

sistema de temperatura moderada a alta con valores en exceso de 140 – 180 °C para Jamanco, basados en geotermometría de Na/K, este modelo geoquímico es el más optimista. (Servicios y Remediación SyR, 2012).

El levantamiento geofísico recoge los resultados de 130 estaciones de magnetotelúrica (MT), 50 estaciones de método electromagnético en el dominio de tiempo TDEM, 701 estaciones gravimétricas, 800 estaciones magnetométricas y de 10 estaciones sísmicas móviles instaladas durante el tiempo de cuatro meses. El estudio de MT detectó cinco anomalías de baja resistividad, aparentemente producidas por la alteración hidrotermal de rocas volcánicas a arcillas, una de ellas la de Jamanco, un cuerpo conductor profundo bajo la laguna de Papallacta, a medio camino entre las fuentes termales de Jamanco y termas de Papallacta. Los datos gravimétricos apoyan significativamente la evaluación estructural del MT, indicando rocas menos densas en el corredor Jamanco-Papallacta, con basamento ubicado concordantemente entre cotas de 2000 a 2500m. (Servicios y Remediación SyR, 2012). La ilustración 2, expone el perfil resistivo de Jamanco.

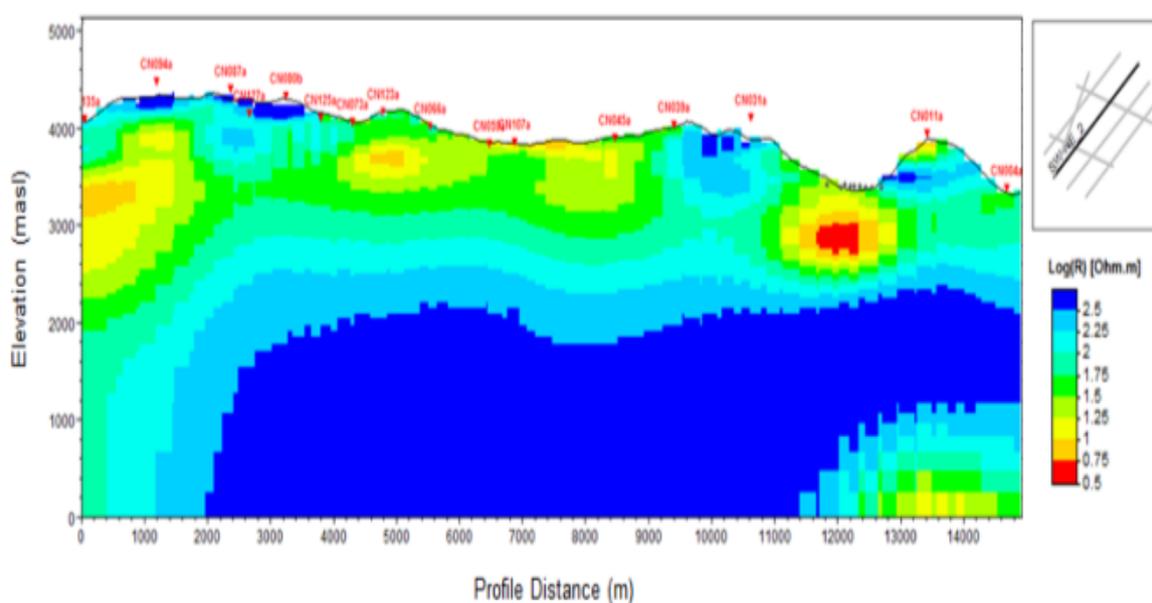


Ilustración 2. Perfil resistivo SO-NE del levantamiento MT 3D. Elaborado por: SYR Servicios y Remediación S.A.

4. DISEÑO DEL POZO

El diseño de un pozo geotérmico es un proceso que va de abajo hacia arriba, la ubicación de la zona de producción determina la longitud total del pozo, y el índice de flujo requerido desde el yacimiento determina el diámetro en el fondo del pozo, el perfil del pozo se establece sobre la zona de producción mediante la iteración de tuberías de revestimiento que conforme avanzan hacia la superficie van siendo de diámetros más grandes. Debido a los grandes diámetros en los pozos geotérmicos, los costos de revestimiento y cementación forman una parte relativamente grande del costo y la capacidad de eliminar una cadena de revestimiento tendría un impacto importante. (Finger & Blankenship, 2010).

4.1. PROPUESTA GEOLÓGICA

Esta incluye información relevante de los objetivos de la perforación, la ubicación, las coordenadas, la correlación con otros pozos (de existir más pozos) y la profundidad. La tabla 1, contiene los detalles y en la ilustración 3, se indica la ubicación geográfica

Tabla 1. Ubicación del prospecto Jamanco

Provincia	Napo	Cantón	Quijos
Referencia topográfica	San José del Tablón Alto		
Tipo de pozo	Terrestre		
Coordenadas del Pozo	Altura de la mesa rotaria (ft) = 15		
Coordenadas UTM del casing conductor, huso 17 sur	X: 815416 E	Y: 995855 N	
Coordenadas geográficas del casing conductor	Long: 78° 9' 59,54 " W	Lat: 0° 22' 28,22 " S	
Coordenadas UTM del objetivo, huso 17 sur	X: 815416 E	Y: 995855 N	
Coordenadas geográficas del objetivo	Long: 78° 9' 59,54 " W	Lat: 0° 22' 28,22 " S	
Coordenadas UTM a la profundidad total, huso 17 sur	X: 815416 E	Y: 995855 N	

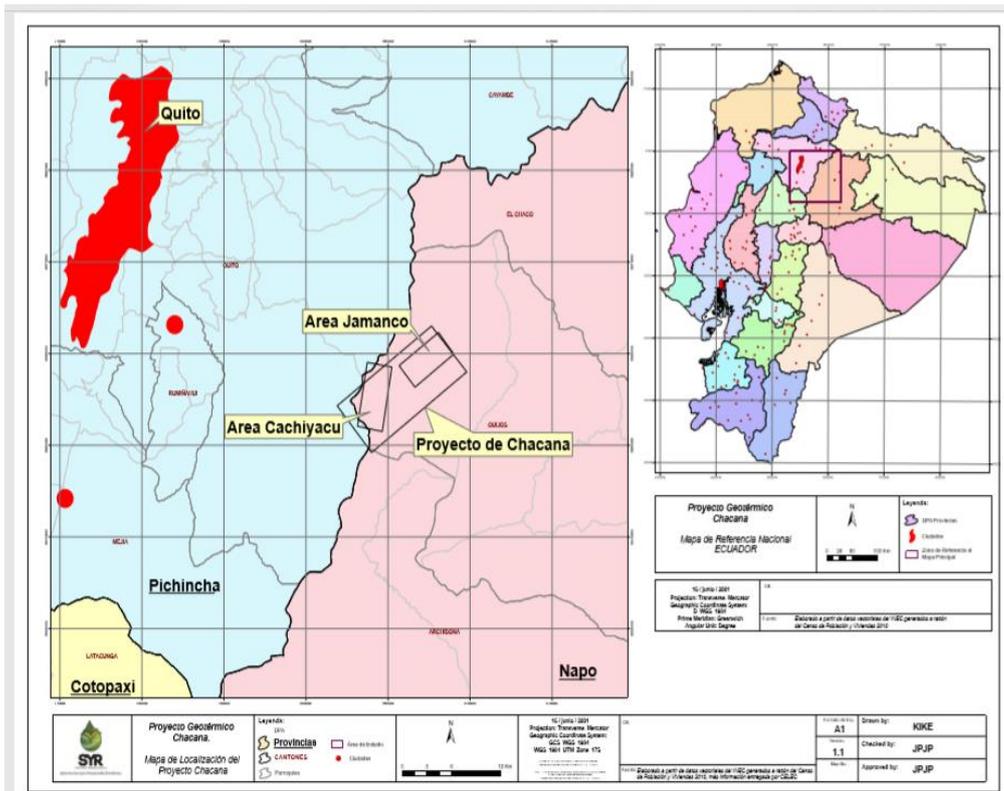


Ilustración 3. Mapa de localización. Elaborado por: SYR Servicios y Remediación S.A

4.2. PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA.

Para perforar un pozo se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir un pozo (Petroles Mexicanos PEMEX, 2013). La distancia como resultado de alcanzar los objetivos se ve influenciada por la geometría del pozo, ésta es una consideración importante para dimensionar las variables en la planeación del pozo, la tabla 2, indica la profundidad del pozo.

Tabla 2. Profundidad total de Jamanco 1

Profundidad total programada	TVD (pies)	MD (pies)
	3050	3050

4.3. COORDENADAS Y PROFUNDIDAD DE LOS OBJETIVOS.

Una coordenada indicará la posición desde la cual se inicia la perforación y otra que mostrará el punto en el que se localiza el objetivo, definiendo así, si el pozo será vertical o direccional. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013). La tabla 3, muestra las coordenadas y la profundidad.

Tabla 3. Profundidad y coordenadas pozo Jamanco 1.

Objetivo	TVD (ft)	MD (ft)	Deplaz (ft)	Azi (º)	Coordenadas UTM (Huso 17 sur)	
					X	Y
Capa sello arcilloso (tope, isoterma 150 °C)	2361	2361	0,0	0,0	X: 815416 E	Y: 995855 N
Relleno de la caldera	3050	3050	0,0	0,0	X: 815416 E	Y: 995855 N

4.4. COLUMNA GEOLÓGICA PROBABLE

Es importante determinar el techo y la base de las formaciones que serán perforadas, lo que permitirá una óptima planificación de las operaciones (programa de fluidos de perforación, brocas, parámetros de perforación entre otras). Los topes pueden estar determinados mediante correlaciones con pozos cercanos o mediante estudios de geología y sísmica. La tabla 4, presenta los datos de los objetivos, la ilustración 4, muestra la probable distribución de las formaciones en el modelo conceptual, los topes, las bases de la formación. El espesor de los estratos litológicos será confirmado una vez realizada la perforación.

Tabla 4. Columna geológica Jamanco 1.

JAMANCO VERTICAL				
Área - Napo - Quijos - Ecuador - Sur América				
	GEOGRÁFICAS		UTM (Huso 17 Sur)	
	LATITUDE	LONGITUDE	NORTHING	EASTING
SURFACE	0° 22' 28,22 " S	78° 9' 59,54 " W	995855 N	815416 E
TARGET	0° 22' 28,22 " S	78° 9' 59,54 " W	995855 N	815416 E
TD	0° 22' 28,22 " S	78° 9' 59,54 " W	995855 N	815416 E
FORMACIÓN	MD (pies)	TVD (pies)	OBSERVACIONES	ESPEJOR (ft)
TILL	455	455		455
RELLENO DE LA CALDERA	1410	1410		955
CAPA SELLO ARCILLOSA	2361	2361		951
RELLENO DE LA CALDERA	3050	3050	OBJETIVO, ISOTERMA °C 150 HASTA °C 200	689

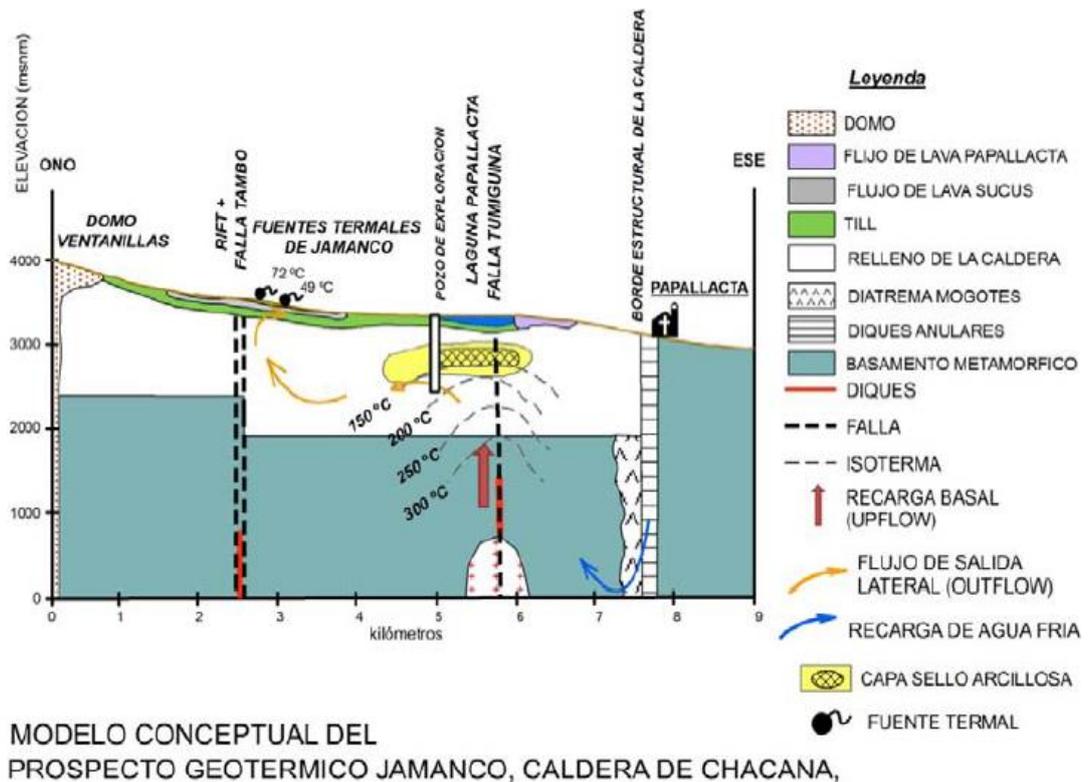


Ilustración 4. Sección del modelo conceptual del prospecto Jamanca a lo largo de la falla Jamanca. El pozo penetra la falla con el objetivo de intersectar e isoterma de 200 C del Modelo Conceptual. Elaborado por: SYR Servicios

4.5. PROGRAMA DE TOMA DE NÚCLEOS DE CORONA

El programa de toma de núcleos generalmente se lo hace para obtener las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella, la información que se busca obtener es: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, ambientes de deposición, estudios geoquímicos, resistividad y parámetros de fluido (Obando, 2007). La toma de núcleos la definirá el departamento de Geología tentativamente se propone sacar un núcleo de la formación de interés a 3014 pies, como se indica en la tabla 5

Tabla 5. Toma de núcleos de corona.

FORMACIÓN	INICIO		FIN		ALTURA (ft)
	TVD (pies)	MD (pies)	TVD (pies)	MD (pies)	
Relleno de la caldera	3014	3014	3024	3024	10

4.6. PROGRAMA DE MUESTREO DE RIPIOS DE PERFORACIÓN

El muestreo de cortes consiste en tomar los ripios de perforación de la zaranda y analizarlos, lo que ayudará a determinar las formaciones que se están perforando, el objetivo del muestreo es evaluar la litología y geología de la zona objetivo.

Según el reporte final de Chalcaná elaborado por SYR Servicios y Remediación S.A. se recomienda realizar un programa de muestreo cada 164 o 196 pies, la tabla 6, indica las profundidades operaciones de análisis de ripios atendiendo el requerimiento.

Tabla 6. Programa de muestreo de ripios de perforación para Jamanco 1.

FORMACIÓN	INICIO		FIN		Cada (ft)
	TVD (pies)	MD (pies)	TVD (pies)	MD (pies)	
Capa sello arcillosa	1968	1968	2164	2164	196
Capa sello arcillosa	2164	2164	2361	2361	196
Relleno de la Caldera	2361	2361	2558	2558	196
Relleno de la Caldera	2558	2558	2755	2755	196
Relleno de la Caldera	2755	2755	2952	2952	196
Relleno de la Caldera	2952	2952	3050	3050	98

4.7. DIÁMETROS DE CADA SECCIÓN

La selección del diámetro del pozo depende de los fluidos a producir, las presiones, así como también de las consideraciones de si el pozo fluye por si solo o por un sistema de levantamiento artificial (Finger & Blankenship, 2010). La propuesta de diámetros se centró en la medida requerida para facilitar el trabajo de las herramientas de sondeo y la medida que facilitaría que se alojase en un futuro un sistema de bombeo electrosumergible. La tabla 7, indica los diámetros propuestos.

Tabla 7. Selección de diámetros de pozo

Ø hoyo (in)	Ø casing (in)	Prof. de asentamiento (pies)	Ø hoyo (in)	Ø casing (in)	Prof. de asentamiento (pies)	Ø hoyo (in)	Ø casing (in)	Prof. de asentamiento (pies)
Hanbook Pz 1 y Pz 2			Pozos referencia			Jamanco 1		
26	22	298.48	26	20	27	26	20	101
12 ¼	9 5/8	1498.96	16	13 3/8	5687.52	12 ¼	9 5/8	2361.6
14 ¾	11 ¾	4998.72	12 ¼	9 5/8	9548.08	8 ½	7	3050.4
10 5/8	Open hole	9997.44	8 ½	7	10548.48	-	-	-

4.8. ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO

La selección del diámetro en cada sección se fundamentó en el calibre de las herramientas que se utilizarán en la evaluación y en la producción del yacimiento. La propuesta se resume en: Sección de 26" pilotada hasta 101 pies, sección de 12 ¼" (101 ft – 2361 MD), se perforará verticalmente con BHA convencional hasta alcanzar el punto de casing de 9 5/8". Sección de 8 ½" (2361 ft - 3050ft MD), se perforará con BHA convencional y mantendrá verticalidad del pozo hasta 3050 ft MD que es la profundidad del liner de 7", la ilustración 5 indica el estado mecánico y la ilustración 6, da una vista en planta del pozo.

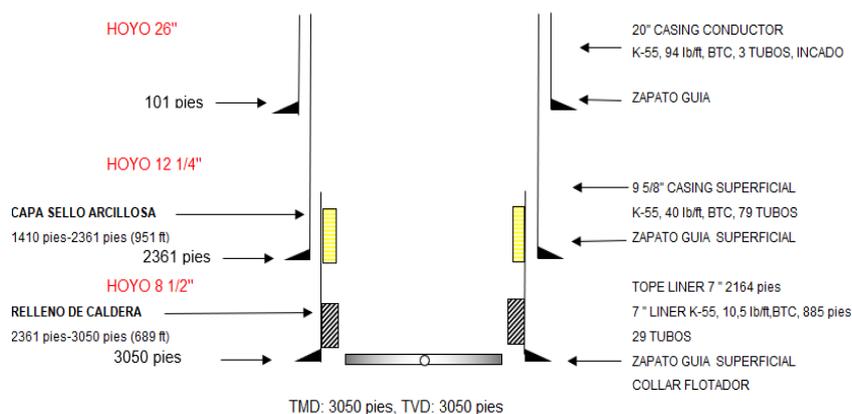


Ilustración 5. Diseño mecánico pozo Jamanco 1. Elaborado por Diego Ayala

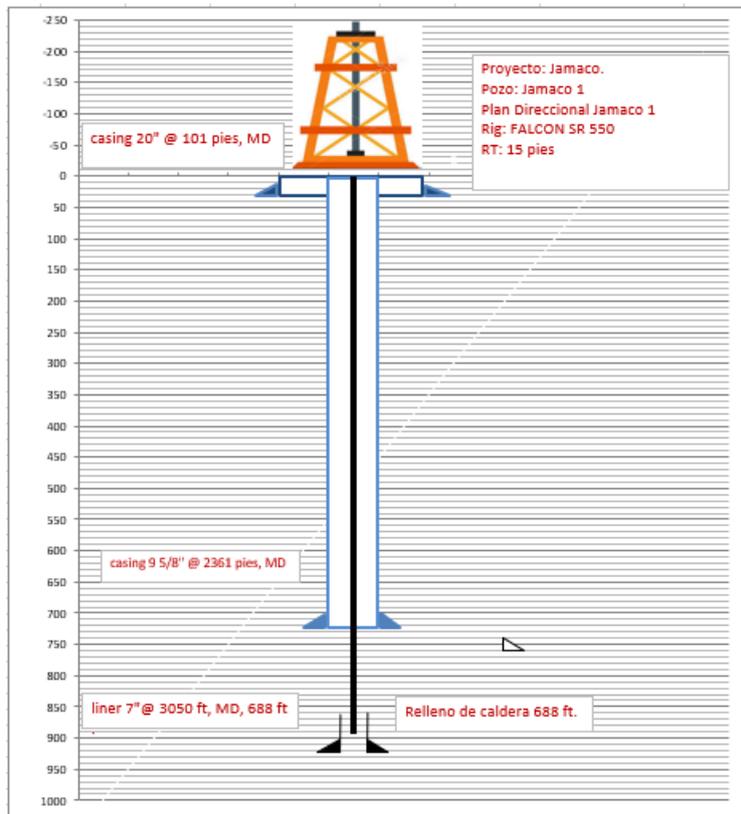


Ilustración 6. Vista en planta pozo Jamanco 1. Elaborado por Diego Ayala

4.9. BHA PROPUESTO

En todo diseño de sartas se debe considerar la geología de los estratos que se atraviesan, la tabla 8, contiene este detalle. En base de la influencia de la litología y los fluidos del yacimiento se realizó la selección de las herramientas del BHA los que describen en las tablas 10 y 11.

Otro parámetro que se tomará en cuenta para diseñar el BHA es la longitud máxima, la cual no debe superar las tres paradas y desde el luego el peso de todo el conjunto el cual no debe superar las 50 klb, el peso de cada elemento del BHA se adjunta en los ANEXOS 15.3 y 15.4.

La tabla 9, indica los detalles de la tubería de perforación usados en el BHA # 1 y el BHA # 2. La ilustración 7, permite apreciar los dos diseños que se utilizarán en Jamanco.

Tabla 8. Características de las rocas.

Relleno de caldera		Till	Capa sello	
Tobas, brechas volcánicas e ignimbritas de composición desde andesitas hasta riolitas		Depósitos de fragmentos de roca que se depositaron en los períodos de glaciación. Estos depósitos cubren la mayoría del área. Fragmentos que se ven como una masa de lodo y tierra con fragmentos de rocas volcánicas consolidadas	Formación de rocas arcillosas, impermeables. Pueden ser llamadas por el tamaño de grano:	
Roca	Tipo		Roca	Tipo
Andesita	Dura		Limolitas	Suave
Riolita			Montmorillonitas	
Dacita		Lodolita		

Tabla 9. Selección de sarta de perforación.

Tubería de perforación	
Tubería Premium Rango III de 30 ft, grado K55, el número tubulares se determina por la profundidad	
Resistencia de drill pipe premium	
Resistencia Torsión lbs-pie	58,113
Resistencia Tensión lbs-pie	560,764
Resistencia al colapso lppc	10,029

Tabla 10. Configuración BHA 1

BHA 1		
Ítem	Descripción	Criterio de selección
1	TRIC BIT 12 1/4"	Se detallará en selección de brocas
2	BIT SUB	Conexión caja-caja para herramienta moledora.
3	1x8" DC	Drill collar o botella, la selección se la realiza en función del diámetro del agujero y del tipo de formación, sea esta dura o blanda (andesita, riolita, dacita = rocas duras), lo referente a torque de tubería se detalla en el Anexo sección de operaciones.
4	I.B. STAB 12 1/8"	Estabilizador para formaciones duras, de aletas cortas con revestimiento de carburo de tungsteno
5	1x8" DC	Sarta que provee peso sobre la broca, se instala inmediatamente encima de la broca
6	X/O SUB	Reducción
7	8X5" HWDP	Tubería de mayor espesor y uniones especiales extralargas, transmitir esfuerzos entre la DP y lastrabarrenas.
8	DRILLING JAR	Dispositivo mecánico utilizado para generar una carga de impacto sobre otro componente de fondo de pozo, se debe ubicar en el BHA entre tubería pesante
9	3X5" HWDP	Tubería de mayor espesor de paredes y uniones especiales extralargas, transmitir esfuerzos entre la DP y lastrabarrenas.

Tabla 11. Configuración BHA 2.

BHA 2		
Ítem	Descripción	Selección
1	PDC BIT 8 ½	Se detallará en selección de brocas
2	BIT SUB con anillo de totco	Conexión caja-caja para herramienta moledora.
3	1x 6 1/4" DC	Drill collar o botella, la selección se la realiza en función del diámetro del agujero y del tipo de formación, sea esta dura o blanda (andesita, riolita, dacita = rocas duras), lo referente a torque de tubería se detalla en el Anexo sección de operaciones.
4	Estabilizador 8 3/8 "	Estabilizador para formaciones suaves, aletas largas con revestimiento de carburo de tungsteno
5	1x 6 1/4" DC	Sarta que provee peso sobre la broca, se instala inmediatamente encima de la broca
6	5X5" HWDP	Tubería de mayor espesor y uniones especiales extralargas, transmitir esfuerzos entre la DP y lastrabarrenas.
7	DRILLING JAR	Dispositivo mecánico utilizado para generar una carga de impacto sobre otro componente de fondo de pozo, se debe ubicar en el BHA entre tubería pesante
8	1X5" HWDP	Tubería de mayor espesor y uniones especiales extralargas, transmitir esfuerzos entre la DP y lastrabarrenas.

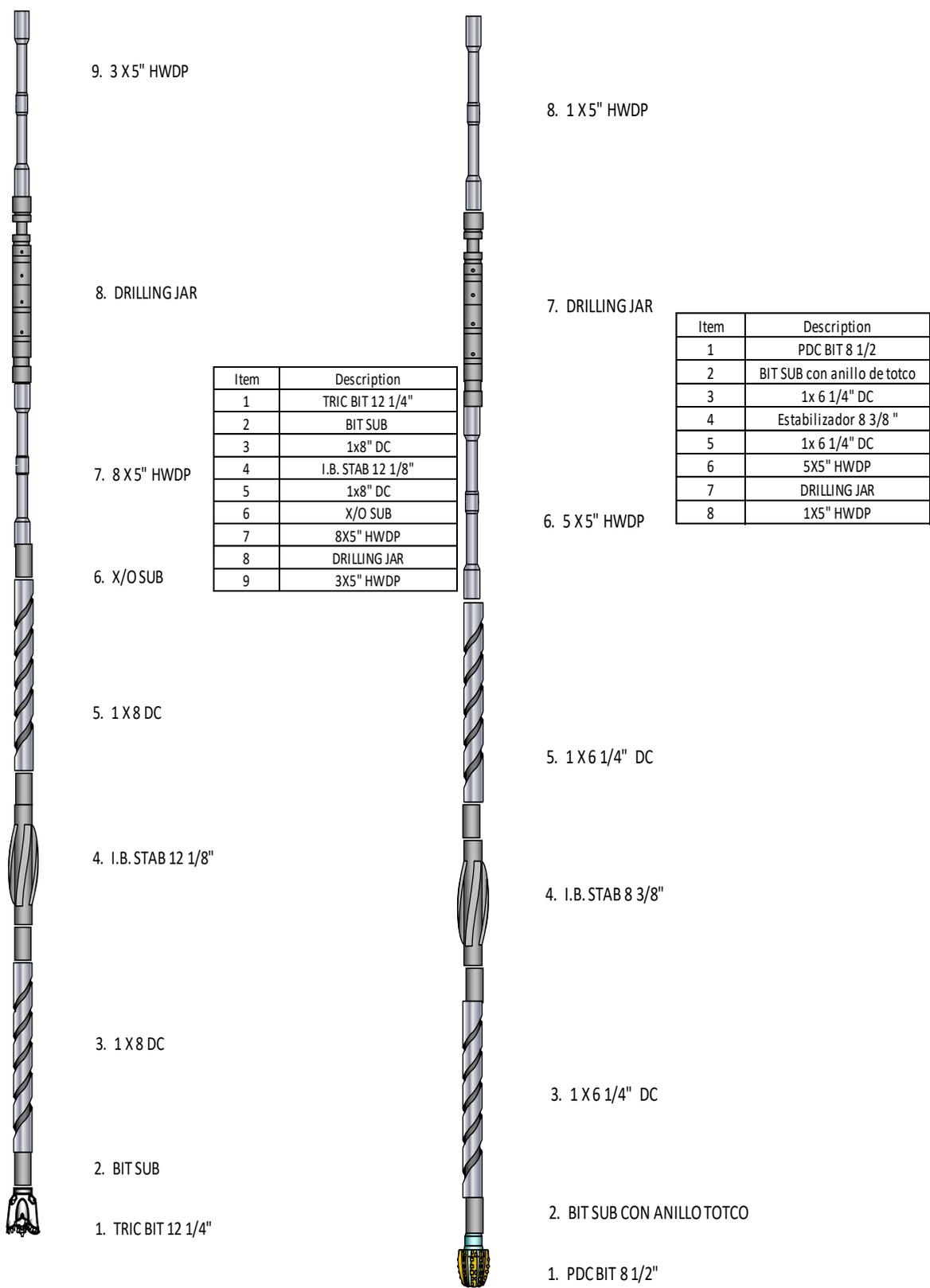


Ilustración 7. Configuraciones de BHA. Elaborado por Diego Ayala

5. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Un programa de fluidos debe especificar los tipos de fluidos de perforación usados, los rangos de densidad para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección, debe considerar las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente, aditivos del fluido, problemas esperados. Entre las funciones que debe cumplir el fluido de perforación se encuentran las siguientes:

- Presión hidrostática
- Transporte de cortes
- Lubricación de la broca
- Fuerza de impacto (hidráulica)
- Suspensión de sólidos
- Proveer un medio acuoso para la evaluación de formaciones. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

5.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura que puede obtenerse mediante cualquiera de los métodos de cálculo conocidos para este fin. El resultado inmediato, es el conocimiento del peso de lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del agujero. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

5.1.1. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.

Estos valores calculados se los podrá obtener directamente una vez iniciada los trabajos de perforación en la etapa de cementación de las tuberías. Mediante pruebas de integración y goteo. Actualmente existen programas computo que determinan de forma precisa y rápida los parámetros de presión, puesto que de realizarse a mano son muchos los pasos a repetir para cada punto (profundidad). En este trabajo se utilizará el gradiente de presión promedio de formación determinado por el área de geología con el método de Hottman Johnson, el cual es 0.465 psi/pie.

La tabla 12, indica el valor del gradiente de presión y la tabla 13, resume estos cálculos para las diferentes profundidades.

5.1.2. DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA

Al igual que el parámetro anterior el gradiente de presión se lo puede obtener después de haber cementado una tubería, sin embargo, esto no es aplicable en este estudio, los valores se obtuvieron mediante el método de Hottman Johnson. La tabla 12, indica el valor del gradiente de fractura (inferior y superior) y la tabla 13, presenta los cálculos de presiones utilizando los gradientes y las profundidades.

Tabla 12. Gradientes de la formación.

Datos de presión relacionada a la formación	
Variable	psi/pie
Gradiente de presión promedio	0,465
Gradiente de sobrecarga	1,0014
Límite inferior gradiente de fractura	0,64
Límite superior gradiente de fractura	0,73

5.1.3. VALORES DE PRESIÓN EN RELACIÓN CON LA PROFUNDIDAD

En la planeación del pozo los gradientes de presión resultan de utilidad al determinarlos con respecto a la profundidad, de esta forma se establecerá los valores de densidad del fluido de perforación considerando el gradiente de presión y por supuesto el gradiente de fractura. La tabla 13, indica los cálculos de presión para la profundidad del pozo Jamanco.

Tabla 13. Valores de presiones de fractura y de formación respecto de la profundidad.

Profundidad (ft)	Presión de fractura mínimo (psi)	Presión de fractura máximo (psi)	Presión de formación (psi)
0	0,00	0,00	0,00
102	65,28	74,46	47,43
1968	1259,52	1436,64	915,12
2164	1384,96	1579,72	1006,26
2361	1511,04	1723,53	1097,87
2558	1637,12	1867,34	1189,47
2755	1763,20	2011,15	1281,08
2952	1889,28	2154,96	1372,68
3050	1952,00	2226,50	1418,25

5.1.4. VENTANA DE PERFORACIÓN

La Ventana de Pesos de Lodos dicho en términos sencillos, no es más que el rango permisible de Densidad o Peso de Lodo requerido para no comprometer la estabilidad del pozo.

En la perforación es vital diseñar una ventana operacional de presión de lodo capaz de compensar las modificaciones a los esfuerzos originales de la formación. Una manera de prevenir derrumbes de la formación, fracturamientos, influjos, arremetidas y demás inconvenientes en el pozo debido a los nuevos esfuerzos inducidos en la pared del mismo, es compensar la alteración de las propiedades de sitio con el peso del lodo de perforación a través de la determinación de la ventana operacional de presiones de lodo, para minimizar el riesgo de inestabilidad del agujero.

La ventana operacional está conformada por los gradientes de presión de la formación y la presión de fractura, los cuales determinan el peso del lodo que se debe utilizar durante la perforación y la profundidad a la que se van a asentar cada una de las etapas de la tubería de revestimiento. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

Tomando como punto de partida los cálculos de presiones de la tabla 13, ahora se construye el primer perfil de presiones de la ilustración 8, el cual ayudará entre otras cosas a establecer la densidad optima del fluido de perforación para mantener un valor seguro durante toda la perforación.

Ventana de perforación

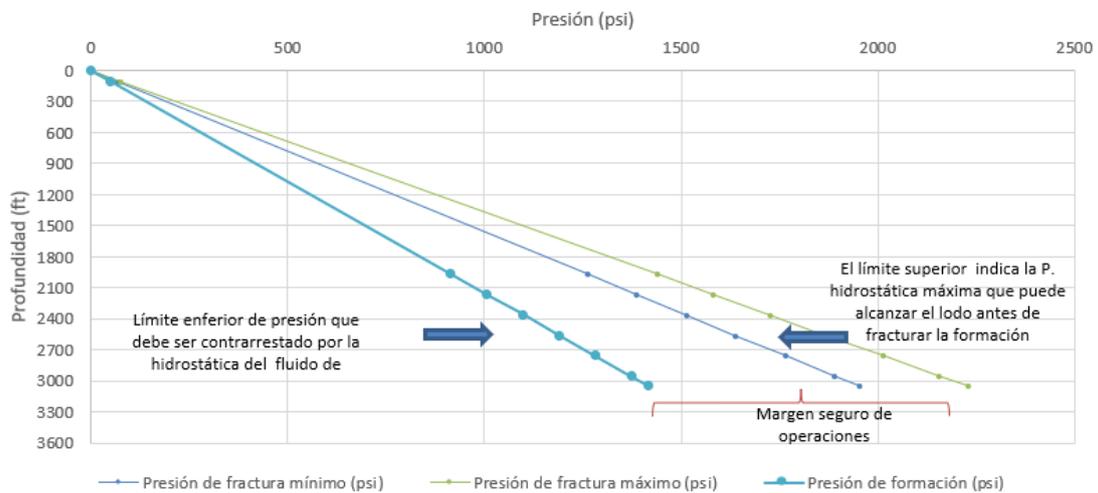


Ilustración 8. Ventana de operaciones de perforación. Elaborado por Diego Ayala.

5.2. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se detalla las características del fluido a utilizar en cada sección, así como las propiedades que se monitorean continuamente durante las operaciones, tabla 14.

Tabla 14. Características fluido de perforación

Información general del pozo Jamanco 1		
Concepto	1ª	2ª
Broca (pulgadas)	12 1/4"	8 1/2"
T.R. (pulgadas)	9 5/8"	7"
Diámetro interior T-R.	8,921	6,456
Pies perforados	2361	656
Volumen (bbl)	997	155
Densidad (lb/gal)	8,4-8,8	8,8-9,2
Max. Ángulo °	0°	0°
Formación/Nivel Estratigráfico	Till, capa de sello arcillosa, relleno de caldera	relleno de caldera
Viscosidad (seq/qt)	27-35	35-60
Vp (cps)	4-16	12-30
Pc (lb/100 pies ²)	2-16	12-24
Lectura 3 RPM	2-4	9-12
Geles 0'	4-14	9-12
Geles 10'	5-20	10-22
Ph	7,0-8,5	9,0-10,0
Filtrado API (ml)	<20	12-7
MBT (Lbm/bbl)	<30	<25
Sólidos perforados (%)	10% max	<6%
Alcalinidad (mL H2SO4)	0-1,2	0,5-1,5

La tabla 15, considera todas las presiones que intervienen en la ventana de operaciones, de esta forma se las puede contrastar con el valor de la presión hidrostática de fluido de perforación. Para diseñar la densidad del fluido de perforación su valor no debe superar la presión de fractura, así como no debe estar por debajo de la presión de la formación esto permite no comprometer la estabilidad de la formación. La ilustración 9, representa de mejor forma la interacción entre presiones, se aprecia como la densidad del lodo estimada para este caso cumple con los criterios técnicos.

Tabla 15. Presión de fractura, Presión de formación, Presión hidrostática del lodo en función de la profundidad.

Profundidad (ft)	Densidad lodo (ppg)	Presión de fractura mínimo (psi)	Presión de fractura máximo (psi)	Ph lodo (psi)	Presión de formación (psi)
0	8,4	0,00	0,00	0,00	0,00
102	8,4	65,28	74,46	44,55	47,43
1968	8,6	1259,52	1436,64	880,09	915,12
2164	8,6	1384,96	1579,72	967,74	1006,26
2361	8,8	1511,04	1723,53	1080,39	1097,87
2558	9	1637,12	1867,34	1197,14	1189,47
2755	9	1763,20	2011,15	1289,34	1281,08
2952	9,2	1889,28	2154,96	1412,24	1372,68
3050	9,2	1952,00	2226,50	1459,12	1418,25

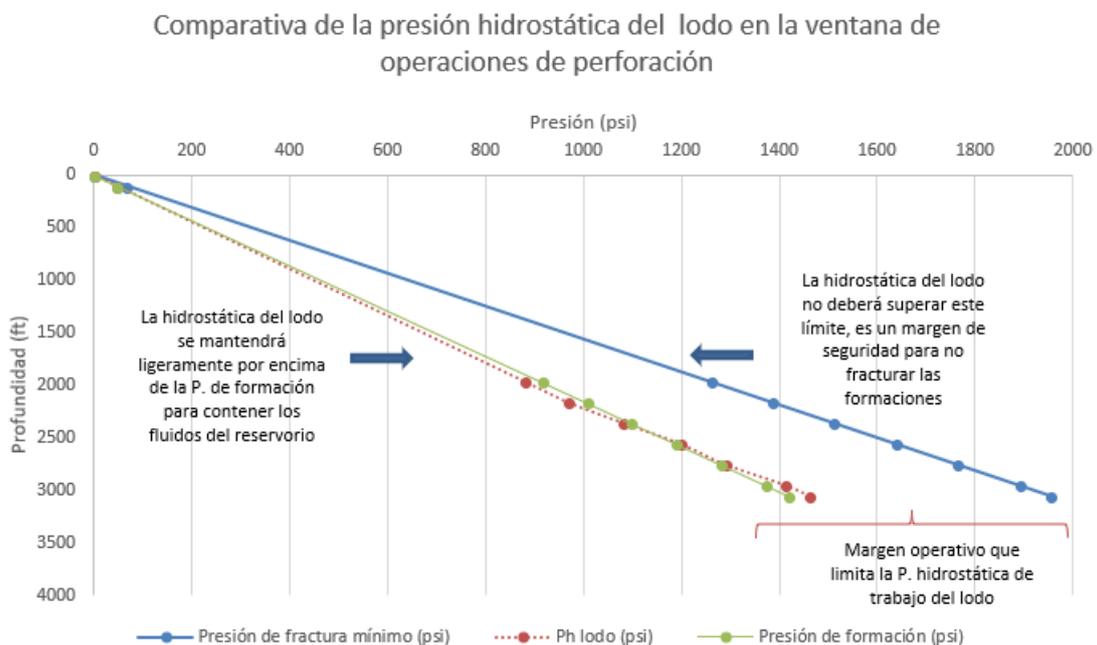


Ilustración 9. Ph del fluido de perforación dentro de la ventana de perforación. Elaborado por Diego Ayala

5.3. EFECTO DE LA DENSIDAD DE LODO EQUIVALENTE ECD.

El cálculo de la densidad de lodo equivalente (ECD) es fundamental en el diseño del fluido de perforación, el ECD considera que la presión en una formación durante la circulación es igual al total de pérdidas de presión (en el anular) desde el punto de interés hasta el niple de campana, más la presión hidrostática del fluido. Esa fuerza se expresa como la densidad del lodo que ejercería una presión hidrostática equivalente a esta presión. Este peso equivalente del lodo es a lo que se denomina densidad equivalente de circulación ECD. La tabla 16, presenta los valores

del ECD con la profundidad y la ilustración 10, indica al ECD frente a la presión de fractura y la presión de formación.

Una de las consideraciones operacionales que se de tomar en cuenta es minimizar la ECD, evitando una alta velocidad de penetración.

Tabla 16. Cálculo de la densidad equivalente de perforación ECD.

Profundidad (ft)	Densidad lodo (ppg)	Ph lodo (psi)	Ph debida al ECD (psi)
0	8,4	0,00	0,00
102	8,4	44,55	0,00
1968	8,6	880,09	1000,09
2164	8,6	967,74	1117,74
2361	8,8	1080,39	1240,39
2558	9	1197,14	1367,14
2755	9	1289,34	1469,34
2952	9,2	1412,24	1602,24
3050	9,2	1459,12	1659,12

Densidad de circulación equivalente ECD y su efecto en la presión hidrostática del fluido de perforación.

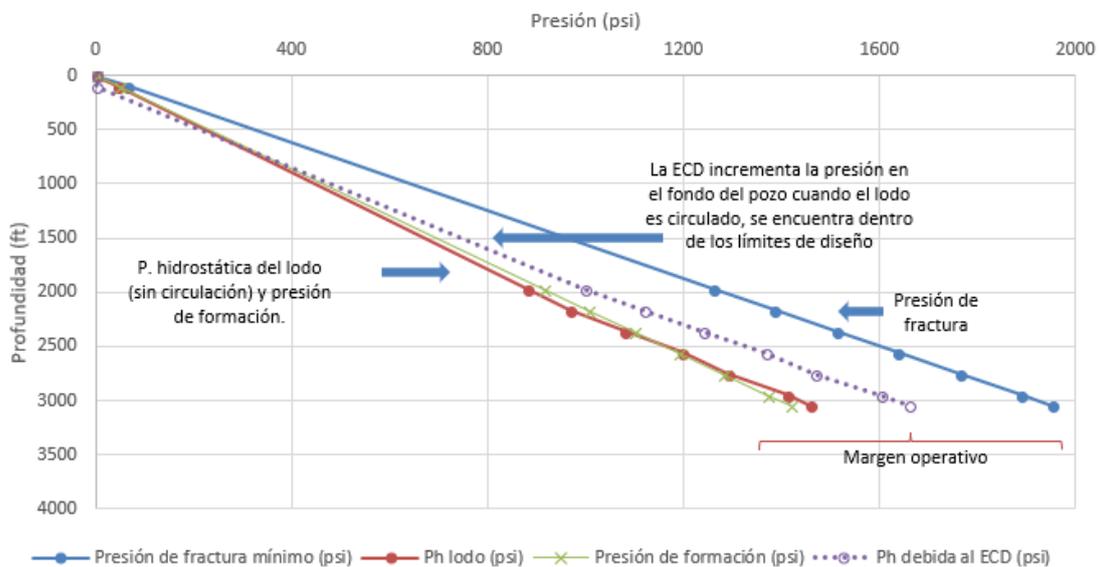


Ilustración 10. Ph debida al ECD y su ubicación dentro de la ventana de perforación. Elaborado por Diego Ayala.

5.4. CURVA DE DENSIDADES.

La ilustración 11, indica el perfil de densidades del fluido de perforación, resultado de comparar la acción de las presiones hidrostáticas frente a las variables propias del yacimiento para mantener la estabilidad del agujero.

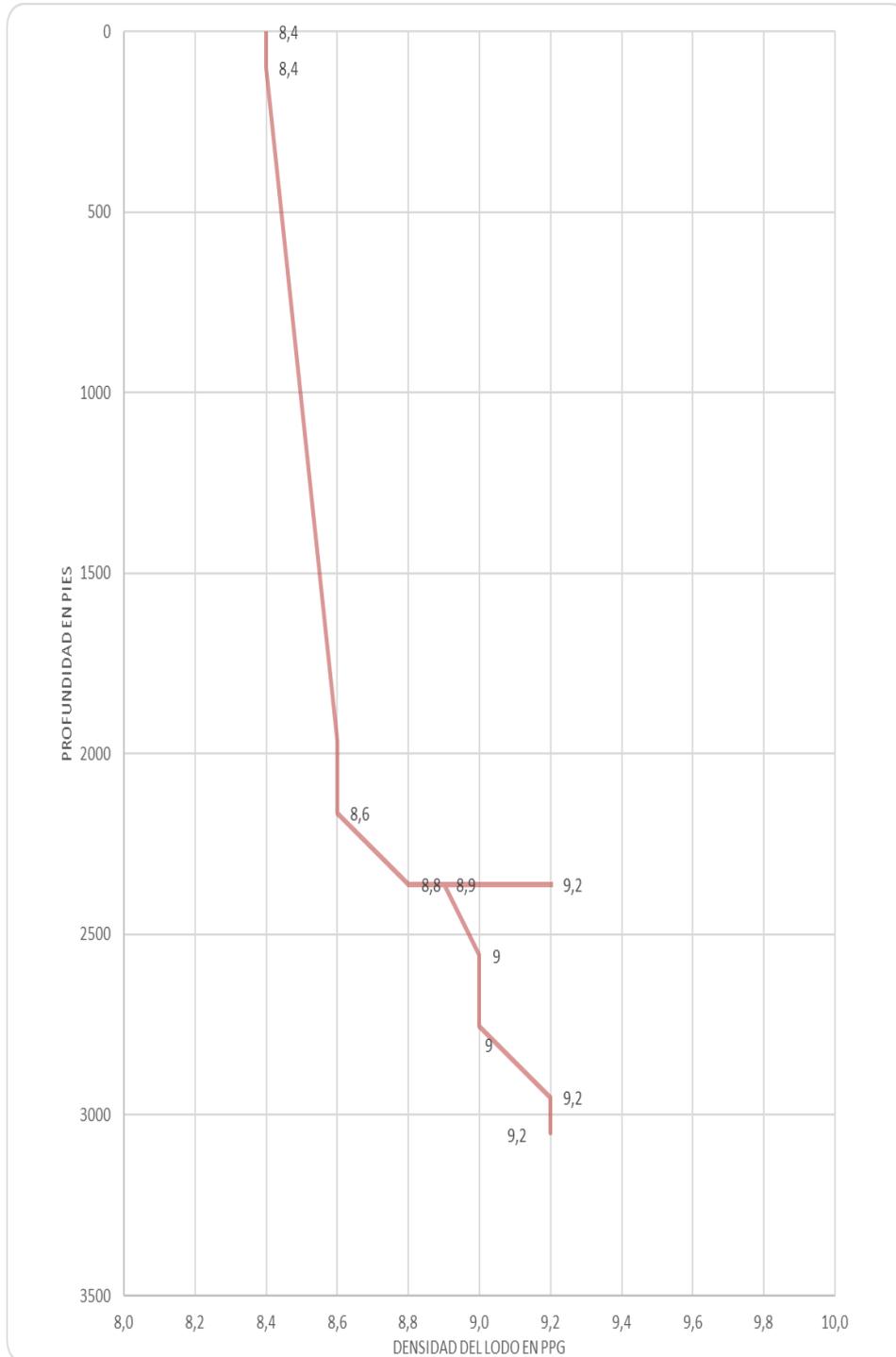


Ilustración 11. Curva de densidades de fluidos de perforación. Elaborado por Diego Ayala

6. PROGRAMA DE BROCAS.

Durante la planeación de un pozo se deben seleccionar los tipos de brocas a usarse de acuerdo a las características de la formación y al diseño actual que se tenga. Hoy en día existen diversos tipos de brocas para la perforación de un pozo. Uno de los objetivos en la selección de brocas es la de reducir los costos de perforación. Para la planeación del programa de brocas de un pozo a perforarse se deben considerar los objetivos, los riesgos y la geometría, otra práctica común es realizar un estudio de brocas de pozos vecinos para seleccionar aquellas que evidencien mejores comportamientos. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

6.1. TIPOS DE BROCAS

En la actualidad existen diversos tipos de brocas para la perforación de pozos que difieren entre sí, ya sea por su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las brocas se clasifican en:

- Brocas tricónicas, diseñada para una amplia variedad de aplicaciones. Pueden perforar formaciones muy duras, muy abrasivas, blandas plásticas, pegajosas.
- Brocas PDC (Compactos de diamante policristalino), la dureza extrema y la alta conductividad térmica dan al diamante alta resistencia al perforar en formaciones duras, semiduras, y en algunos casos formaciones suaves.

Los factores a considerar en la selección de la broca son:

- Dureza y abrasividad de la formación.
- Geometría del pozo.
- Control direccional.
- Sistemas de rotación.
- Tipo de fluido de perforación. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

La tabla 17, indica los parámetros de selección y en la sección de Anexos 15.1 y 15.2, se encuentran las tablas IADC para establecer los parámetros de las brocas:

Tabla 17. Diseño de brocas, variables consideradas.

Broca Nº	Diam (plg)	Marca	Tipo	Clase
1	12 1/4	NOV	T11	Tricónica
2	8 1/2	NOV	DSF619M	PDC

Broca Nº	Tope - base (ft)	Intervalo (ft)	WOB (klbs)
1	0 - 2361	2361	2 - 10
2	2361 - 3050	688	5 - 25

Broca Nº	Q (GMP)	D. TOB jets (1/32")	Formación
1	1000	18,18,18	Dura
2	800	16,16,16	Blanda

El diseño también debe considerar los parámetros hidráulicos, con el fin de lograr la mayor optimización hidráulica se tienen las siguientes variables:

- Impacto Hidráulico.
- Caballos de fuerza hidráulica de perforación en las toberas.
- Velocidad anular óptima entre TP y agujero.

Para el prospecto Jamanco los cálculos de hidráulica a utilizarse se encuentran en la tabla 18.

Tabla 18. Parámetros de la hidráulica de perforación.

Broca Nº	Intervalo (ft)	Diam (pulg)	D. TOB jets (1/32")	Caudal (gpm)	DP	DC	Densidad (ppg)	TFA
1	0 – 720	12 1/4	18,18,18	120 - 400	5	8	8,4 - 8,8	0,714
2	720 – 930	8 1/2	16,16,16	380	5	8	8,8 - 9,2	0,778

Broca Nº	Velocidad jets (ft/s)	Velocidad anular DP (ft/min)	Velocidad anular DC (ft/min)	SPP (PSI)	ΔP jets (psi)	Potencia fondo (hp)	HSI
1	200	56	25	300	243	57	2,82
2	206	413	413	2113	281	74	2,3

6.2. RECOMENDACIONES GENERALES EN LA SELECCIÓN DE LA HIDRAÚLICA.

La velocidad del fluido en las toberas recomendable es de 200 a 300 pies/seg. Se recomienda elegir condiciones de flujo y presiones bajas en el espacio anular, de preferencia flujo laminar, esta causa menos lavado y erosión de la pared del pozo, menores pérdidas de fluido y mejor transporte de los recortes que el flujo turbulento.

Procurar que la caída de presión a través de broca sea de 50 a 65 % de la presión de bombeo. Se recomienda que el índice de limpieza sea entre 2.5 a 5 HP/pg² (HSI) de área del agujero. Se debe considerar que el caballaje utilizado a altas velocidades de penetración sea limitado por la raíz cuadrada de la velocidad de penetración en pies/hr (ejemplo 4HP para 16 pies/hr o 5 HP para 25 pies/hr), con caballajes arriba de 5 HP/pg² de área del fondo, puede causar falla o fractura rápida de la broca. Utilizar velocidades de flujo de 30 a 50 gpm/pg de diámetro de broca, gasto debe ser suficiente para limpiar la broca, una alta velocidad de flujo puede dañar la broca y erosionar la pared del agujero. Los valores mencionados son aproximados y empíricos, pero en la práctica dan buenos resultados. La perforación más efectiva ocurre cuando la optimización se encuentra entre el máximo HP y máximo impacto, el impacto es maximizado cuando alrededor del 50% de la presión de bomba es utilizada a través de las toberas de la broca. El uso de dos toberas puede dar una limpieza en el fondo del pozo y una velocidad de penetración más efectiva, sin embargo, la alta velocidad por el uso de dos chorros con brocas grandes causa un desequilibrio del flujo y los recortes interfieren con la acción de corte de un cono lo que acortaría la vida de la broca. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013).

7. DISEÑO DE REVESTIMIENTOS.

7.1. SELECCIÓN DE PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO

Una vez construido el perfil de presiones, el primer paso es determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de diseño se lo realiza partiendo desde el fondo del pozo,

considerando siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo del pozo no exceda el gradiente de fractura.

La selección de la profundidad de asentamiento inicia en la ilustración 12, trazando una línea recta vertical con el gradiente del lodo a utilizar hasta acercarse a la curva del gradiente de fractura, de aquí sale la profundidad mínima para ser asentada la tubería de revestimiento, este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo

Al determinar la densidad a utilizar, es recomendable agregar (para fines de diseño) un margen de 0.04 gr/cm³ al peso del lodo determinado en el perfil de presiones para tomar en cuenta las pérdidas de presiones en el espacio anular (densidad equivalente) que se genera durante la circulación, para no rebasar en ningún momento dado la presión de fractura. Resulta ventajoso ampliar este margen a 0.06 gr/cm³, especialmente donde el espacio anular entre la tubería y el agujero son pequeños. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013)

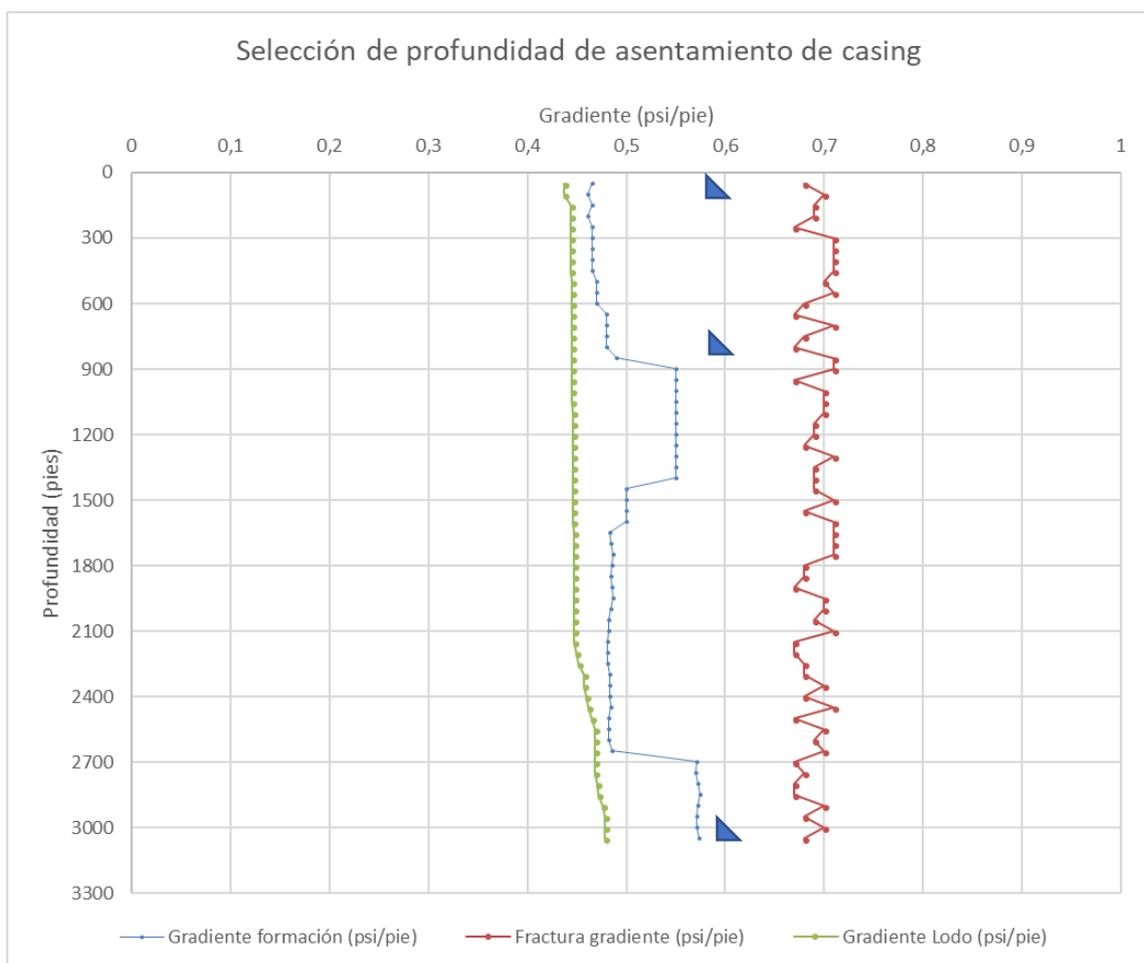


Ilustración 12. Selección de la profundidad de asentamiento. Elaborado por Diego Ayala.

7.2. CRITERIOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTOS

Las características más importantes para una tubería de un pozo geotérmica son diámetro, grado de acero, peso, resistencia al colapso y presión interna. El grado API es una clasificación de resistencia mínima y rendimiento de materiales de revestimiento. El proceso de fabricación, la composición química y los requisitos para la resistencia a la tracción y la dureza se especifican en el estándar de cada grado. Los grados se denotan con una letra y un número (American

Petroleum Institute, 2005). Un grado común para geotermia es el K55, el 55 representa el límite elástico mínimo, 55000 psi con una resistencia mínima a la tracción de 95000 psi. El acero de grado K-55 presenta una menor sensibilidad a la exposición del hidrogeno presente en el H2S en comparación con la mayor sensibilidad que presentan los aceros de mayor grado, se prefiere el uso de aceros suaves en pozos de geotermia ya que la exposición al hidrógeno es inevitable y produce una degradación de mecánica de la tubería (fragilización, fractura inducida, ampollamiento, exfoliación), la mejor forma de evitar estos inconvenientes es utilizar en el diseño grados de aceros más blandos para el entorno geotérmico de altas temperaturas. (Thorhallsson, 2012). Los parámetros de selección de la tubería de revestimiento se visualizan en la tabla 19.

Tabla 19. Parámetros de selección de casing.

Casing	20", 54,5 ppf, K55, BTC	9 5/8", 36 ppf, K55, BTC	7", 10 ppf, K55, BTC
Profundidad (m MD/m TVD)	101 / 101	2361 / 2361	3050 / 3050
Criterios de presión interna	1,10	1,10	1,10
Mínimo factor de seguridad presión interna	2,49	2,06	2,42
Criterios colapso	1,125	1,125	1,125
Mínimo factor de seguridad al colapso	1,01	1,01	1,01
Criterios de tensión / compresión	1,80 / 1,20	1,80 / 1,20	1,80 / 1,20
Mínimo factor de seguridad a la tensión	1,84	1,20	2,71
Criterio triaxial	1,25	1,25	1,25
Mínimo factor de seguridad triaxial	2,29	1,14	1,36

7.2.1. DISTRIBUCIÓN DE REVESTIMIENTOS.

En la Tabla 20 se puede observar los intervalos que deben cubrir cada tubería de revestimiento, además se especifican otros detalles mecánicos de la tubería.

Tabla 20. Distribución de revestidores.

Diámetro (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Conexión	Diámetro interno (in)	Drift (in)	Intervalo		Long (ft)	Resistencia		
						Desde (ft)	Hasta (ft)		Presión interna (psi)	Colapso (psi)	Tensión (klb)
20"	94	K-55	BTC	19.124	18.936	0	101	101	2730	1130	1038
9 5/8"	40	K-55	BTC	8,921	8,765	0	2361	2361	3520	2020	755
7"	10,5	K-55	BTC	6,456	6,331	660	3050	885	3740	2270	451

8. DISEÑO DE CEMENTACIONES.

Para la selección del cemento el enfoque debe estar en tres criterios, la profundidad, la temperatura y la presencia de sulfatos en el yacimiento, la tabla 21 expone estos factores contrastados a las cualidades del cemento tipo F.

Tabla 21. Criterios de selección del Tipo de cemento

Condiciones Yacimiento		Características del cemento tipo F	
Temperatura del yacimiento	150° C	Temperatura de tolerancia	160 ° C
Profundidad del yacimiento	3050 ft	Profundidad de tolerancia	15000 ft
Presencia sulfatos	Positiva	Resistencia a los sulfatos	

8.1. SECCIÓN 12 ¼” CEMENTACIÓN INTERMEDIA CONVENCIONAL.

La tabla 22, expone todos los cálculos relacionados a capacidades volumétricas del interior del interior del casing, del anular formación – tubería y del número de sacos de cemento requeridos para la operación. Para la cementación de la sección 12 ¼ ” se requerirán 981 sacos de cemento tipo F.

Tabla 22. Cálculos de capacidades volumétricas y número de sacos de cemento

Calculo del número de sacos lechada Lead y Tail para sección de 12 ¼”					
Lead			Tail		
Capacidad anular	0,31318176	ft ³ /ft	Profundidad de lechada 1/3	787	ft
Capacidad del casing	0,4340564	ft ³ /ft	Sacos requeridos	321	Sk
Capacidad del casing	0,07731129	bbf/ft	Profundidad sobre el zapato	44	ft
Exceso	1,5		Sacos requeridos tubería de revestimiento (capacidad interna)	17	Sk
Yield	1,15	ft ³ /Sk			
Prof. Total de sección	2361	ft	Total, sacos lechada Tail	338	Sk
Profundidad de lechada 2/3	1574	ft			
Sacos requeridos	643	Sk			

En la tabla 23, se detallan otras propiedades del cemento que se requieren, también se indica el cálculo del número de juntas de casing que se deben cementar en la sección de 12 ¼”.

Tabla 23. Reseña completa de la cementación de la sección 12 ¼”

Diámetro Hoyo (in)	Diámetro Csg (in)	Peso (lb/ft)	Grado	MD (pies)	TVD (pies)	No. Juntas Csg estimadas
12 ¼	9 5/8	40	K-55	2361	2361	79
Clase de lechada	Intervalo a cementar (pies)	Densidad lechada (ppg)	Densidad lodo (ppg)	Clase de cemento	No. sacos	Aditivos
Relleno-lead	Superf - 1574	13,5	10,2	F	643	AE-11L, CR-300, Bentonita
Principal-tail	1574 - 2361	15,8	10,2	F	338	AE-11L, CR-300, FL-34, FC-22

8.2. SECCIÓN 8 ½” CEMENTACIÓN PRODUCCIÓN, LINER

La tabla 24, expone todos los cálculos relacionados a capacidades volumétricas del interior del casing, del anular formación – tubería y del número de sacos de cemento requeridos para la operación. Para la cementación de la sección 8 ½” se requerirán 146 sacos de cemento tipo F.

Tabla 24. Reseña completa de la cementación de la sección 8 ½”

Calculo del número de sacos lechada Tail 8 ½”		
Tail		
Capacidad anular	0,12680665	ft ³ /ft
Capacidad del casing	0,22732444	ft ³ /ft
Capacidad del casing	0,03998937	bbl/ft
Exceso	1,5	
Yield	1,15	ft ³ /Sk
Prof. Total de sección	3050	ft
Profundidad de lechada	884	ft
Sacos requeridos	146	Sk

En la tabla 25, se detallan otras propiedades del cemento que se requieren, también se indica el cálculo del número de juntas de casing que se deben cementar en la sección de 8 ½”.

Tabla 25. Reseña completa de la cementación de la sección 8 ½”.

Diámetro Hoyo (in)	Diámetro Csg (in)	Peso (lb/ft)	Grado	MD (ft)	TVD (ft)	No. Juntas Csg estimadas
8 ½	7	10,5	K-55	2164	2164	29
Clase de lechada	Intervalo a cementar (ft)	Densidad de lechada (ppg)	Densidad lodo (ppg)	Clase de cemento	No. sacos	Aditivos
Principal	2164 – 3047	16	9,2	F	146	AE-11L, Latex Plus, EC9531A, MBF 12, CR-300, FC-22

9. REGISTROS DE POZO.

El programa indica el intervalo a ser registrado y el tipo de herramienta que serán utilizada. En base a los resultados obtenidos se determinará la presencia de fluidos en el reservorio para definir si el mismo es técnica y económicamente rentable, si este es el caso se procede a bajar tubería de revestimiento en la sección de producción del pozo, caso contrario se abandona el mismo.

Para futuros pozos la existencia de ciertos registros geofísicos constituyen una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar, por ejemplo, los registros de porosidad y resistividad permiten efectuar una predicción adecuada de las presiones de formación y fractura que es una información fundamental para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar. De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, programas de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo.

La sección estructural se va correlacionando con los contactos geológicos para programar el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento, densidad de los fluidos de control, zonas de presiones anormales.

La existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con la información de carácter geofísico. Las zonas arcillosas son potencialmente zonas problemáticas durante la perforación. (Petroleos Mexicanos PEMEX, 2013).

En Jamaco los estudios superficiales determinan la presencia de arcillas, con el programa de registros se podrá determinar la forma en la que el material arcilloso se encuentra depositado (Laminar, Estructural, Dispersa), siendo la depositación dispersa la que mayor incidencia tiene en la porosidad puesto que la reduce, además la caracterización de las arcillas ayudará a prevenir los futuros problemas que las arcillas provocan a los parámetros de perforación.

9.1. DIAGRAFÍAS GEOFÍSICAS

Las diagrafías que se utilizan en geotermia pueden clasificarse: Testificación convencional y testificación especial (Maldonado, 2012) como se observa en la tabla 26.

Tabla 26. Tipos de diagrafías

Testificación convencional	
Registro	Información que puede obtenerse
Conductividad	Conductividad de los fluidos
Resistividad	Límites de capas litológicas, Resistividades de zonas invadidas, Resistividades de zona virgen, Factor de formación, Conductividad del agua de formación.
	Resistividad lateral
Potencial espontáneo	Resistividad de las formaciones
	Conductividad del agua de formación

Rayos gamma	Límite de capas litológicas, Contenido de arcillas, Control de cementaciones
Verticalidad y acimut	Ángulo de capas litológicas
Testificación especial	
Registro	Información que puede obtenerse
Neutrón	Porosidad neutrónica
Sónico	Fracturación, Litologías
Temperatura	Identificación de acuíferos, Aportes de aguas de diferentes temperaturas, Control de cementaciones, Gradiente geotérmico

9.2. SECCIÓN 12 ¼" - WIRELINE - (TIEMPO REAL)

En la primera carrera se propone realizar los siguientes registros Potencial Espontaneo, Gamma Ray, Neutrón Compensado, Densidad, Micro resistividad, Inducción, Sónico Dipolar (SP - MCG - MDN - MPD - MML- MAI - CXD). La configuración se presenta en la tabla 27.

Tabla 27. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 12 1/4"

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Comentarios	Tiempo Operación
1	(SP - MCG - MDN - MPD - MML- MAI - CXD)	86.1 ft	2361ft a 101 ft (2260)	Sistema Wireline	6,53 Hrs

9.3. SECCIÓN 8 ½"

En la primera carrera se propone realizar los siguientes registros Compensado, Densidad, Microresistividad, Inducción, Dual Laterolog (MCG - MDN - MPD - MML - MAI - MDL), la propuesta se observa en la tabla 28.

Tabla 28. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 8 1/2".

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Comentarios	Tiempo Operación
1	(MCG - MDN - MPD - MML - MAI - MDL)	126.9 ft	3050 ft a 2361 ft (689 ft)	Sistema Wireline	1,68 Hrs

En la segunda carrera se propone realizar los siguientes registros Gamma Ray, Sónico Dipolar, Imagen (MCG - CXD -CMI), la tabla 29, indica la configuración.

Tabla 29. Configuración de herramientas para registro de segunda corrida, sección 8 1/2".

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Comentarios	Tiempo Operación
2	(MCG - CXD - CMI)	60 ft expuesto al OH	3050ft a 2361ft (689ft)	Sistema Wireline	1.68 Hrs

En la tercera carrera se propone realizar los siguientes registros Gamma Ray, Presiones (MCG-MFT), la tabla 30, presenta la configuración

Tabla 30. Configuración de herramientas para registro de tercera corrida, sección 8 1/2".

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Comentarios
3	(MCG-MFT)	30 ft	3050ft a 2361ft (689ft)	Sistema Wireline

En la cuarta carrera se propone realizar los siguientes registros Checkshot (Hoyo Entubado), la tabla 31, presenta la configuración.

Tabla 31. Configuración de herramientas para registro de primera corrida, sección 8 1/2".

Corrida	Sarta	Longitud Aproximada	Intervalo	Sistema
4	Checkshot	60 ft	Todo el pozo	Sistema Wireline

9.4. TIEMPO ESTIMADO DE OPERACIONES POR SECCIÓN.

En la tabla 32, indica el tiempo estimado de operaciones en la toma de registros de registros,

Tabla 32. Tiempo estimado de corrida de registros eléctricos

Registro	Escala	De		A		Tiempo de operación (hrs)
		TVD (pies)	MD (pies)	TVD (pies)	MD (pies)	
Potencial Espontaneo, Gamma Ray, Neutrón Compensado, Densidad, Microresistividad, Inducción, Sónico Dipolar (SP)	1200, 1500	2361	2361	101	101	6,53
Gamma Ray, Neutrón Compensado, Densidad, Microresistividad, Inducción, Dual Laterolog	1200, 1500	3050	3050	2361	2361	9,21
Gamma Ray, Sónico Dipolar, Imagen	1200, 1500	3050	3050	2361	2361	
Gamma Ray, Presiones	1500, 1500	3344	3344	3050	3050	
Checkshot	-	-	-	-	-	-

10. TIEMPOS DE PERFORACIÓN.

La importancia de tener un pozo en las condiciones propuestas de diseño en el menor tiempo posible da varios beneficios económicos, como el hecho mismo de optimizar gastos en la construcción del pozo y tener una producción anticipada, lo cual es buscado por todas las empresas y de esta forma recuperar su inversión en el menor tiempo posible. La Ilustración13, permite evidenciar los resultados de contrastar la profundidad y el tiempo para el diseño propuesto.

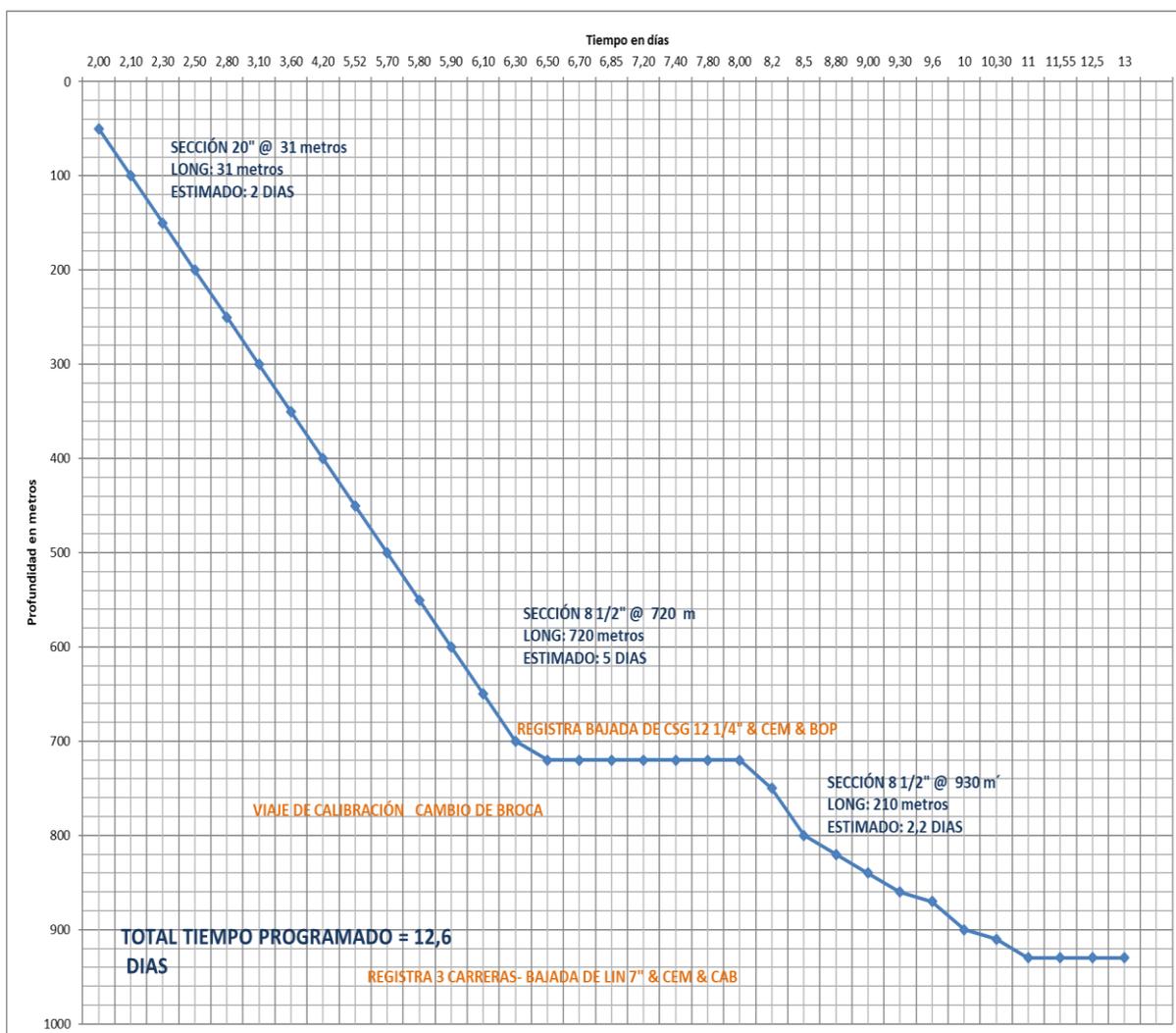


Ilustración 13. Curva de la relación profundidad versus tiempo. Elaborado por Diego Ayala.

11. SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

La mayoría de los criterios utilizados para seleccionar un equipo de perforación se derivarán de los parámetros de pozo; específicamente diámetro, profundidad y diseño del casing. El proceso de planificación y diseño del pozo establecerá el diámetro, que es el criterio principal para determinar si el pozo se considera un pozo "slim hole" o un pozo convencional y, por lo tanto, qué tipo de plataforma se utilizará (Finger & Blankenship, 2010).

Tomando las variables que influyen en la selección del equipo para el pozo Jamanco se propone un equipo de 1000 HP que se adapta perfectamente a la profundidad de los objetivos (3050 pies),

el diámetro del pozo, los registros planificados, además se consideró equipos que por su capacidad se los puede encontrar en el país y posee facilidades de movilidad para llevarlos con facilidad a la locación. En la tabla 33, se observa la capacidad del equipo.

Tabla 33. características del equipo de perforación

Características del taladro	
Elemento	Características
Tambor Principal	Frenos de acero desmontable de 42 in de \varnothing x 12 in de ancho 6,5 in. Línea estándar de cable 1 in, capacidad de línea 16400 pies
Malacate	Freno de refrigerado por agua, freno de disco Twin Cobelt , 1 lebus ranurador de tambor principal, 224 Wichita Clutch y 324 Wichita Clutch en el tambor principal
Mástil	Modelo 104/275, Altura del bloque corona a la mesa 104 ft, capacidad de carga 6 líneas 219000 lb, capacidad de tubería en estantería 24000 ft, arietes hidráulicos para levantar
Drive Train	Standard Detroit Diesel Series 60,500-540 hp

12.COSTOS ESTIMADOS.

Generalmente los costos asociados a la perforación obedecen a tres parámetros muy importantes:

- Costos diarios del equipo de perforación.
- Costos diarios de otros elementos, tales como combustibles, los revestimientos o tuberías.
- Tiempo empleado en la perforación del pozo.

En la perforación de pozos los costos son expresados, en ocasiones, en términos de unidad monetaria por día o unidad monetaria por metro o pie; lo habitual es que las compañías perforadoras operen en base a costos diarios (Quijije & Baquerizo, 2015), la tabla 34, resume los costos asociados a la construcción de Jamanco 1.

Tabla 34. Costos estimados del pozo Jamanco.

COSTOS ESTIMADOS DEL POZO	USD
PETREX	1.004.897,45
TENARIS CASING	332.700,38
CORENA (REMEDICACION AMBIENTAL, INFRAESTRUCTURA)	56.766,92
COMBUSTIBLE PETROPRODUCCION	76.920,87
SERVICIO DE GYRO	0,00
ORIENTOIL (CAMIONETAS, TANQUES)	16.220,00
ADRIALPETRO CORPRO	17.790,33
SENAPRO SEGURIDAD	10.666,67
SUPERVISION PETREX	50.000,00
WTF REGISTROS ELECTRICOS	82.062,33
HERRAMIENTAS & ADICIONALES	110.334,00
WTF SERVICIO ENTUBACION	8.593,87

WTF DIRECCIONAL	56.841,33
AMBULANCIA SAN FRANCISCO	6.133,33
TRANSPORTE DE CARGAS SOLIDAS	3.540,00
CABEZAL MULTIBOWLS	20.500,00
WELL SERVICES CEMENTACION	67.333,33
WTF BROCAS	33.333,33
WTF COLGADOR DE LINER	26.666,67
WTF CONTROL DE SOLIDOS	54.933,33
WTF CONTROL GEOLOGICO	76.545,00
WTF GERENCIAMIENTO	150.000,00
WTF LODOS	88.608,67
WTF MARTILLOS	4.912,00
CATERING	24.000,00
TOTAL, INVERSIÓN	2.380.299,83

12.1. COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES

Costos variables, son los que dependen del tiempo que toma la perforación de un pozo y son:

- Fluidos de perforación (FP)
- Perforación direccional (PD)
- Control litológico (CL)
- Rol de compañía (RC)

Costos fijos, no dependen del tiempo, están determinados por la parte contractual, por volumen, por listas de precios o tipo Lump Sum y son:

- Brocas
- Cementación
- Otros cargos
- Registros eléctricos
- Tubería de revestimiento
- Cabezal de producción, etc.

La ecuación (1) permite determinar el costo variable (costo / día) de operaciones (Bonilla & Buestán, 2013)

$$CPD = \frac{FP + PD + CL + RC}{\text{Tiempo de operaciones}} \quad (1)$$

$$CPD = \frac{16200 + 10666 + 82062 + 110334 + 56841 + 6133 + 54933 + 76545 + 150000 + 88608 + 4912 + 24000}{12.6 \text{ día}}$$

$$CPD = 2252 \text{ USD /Hora}$$

12.2. COSTO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO

Las operaciones no planificadas están ligadas a los costos variables de ahí la importancia de determinarlo; cada hora de cese de actividades le representarán un coste adicional de 2252 USD/Hora, este valor se encuentra por debajo del que en promedio se registra en un pozo de petróleo el cual Schlumberger lo establece en 3000USD/ Hora, esto se debe a que los costes están en una etapa de planificación y en la ejecución se presentarán un sinnúmero de variables (problemas) que no han sido contempladas en su totalidad pozo que aumentarán los costos variables y por consiguiente el costo hora de tiempo no productivo NPT. Lo importante está en optimizar los procesos para disminuir este coste asociado que incide directamente en el valor final del proyecto.

13. CONCLUSIONES.

- El diseño del pozo en dos secciones permite alcanzar los objetivos en un menor tiempo, este resultado se logra al disminuir el número viajes relacionado cambio de BHA, repasos y viajes de limpieza, se puede optimizar las operaciones con una reducción del tiempo de hasta en un 40 por ciento en esta sección, el pozo se planificó para 13 días con un costo aproximado de 2'380 299 USD.
- La propuesta de pilotear la primera sección permite ahorrar costos por la renta del taladro y las herramientas de perforación dispuestas en la locación, esta es una de las ventajas de diseñar el pozo tomando en consideración la técnica de pilotaje.
- Los fluidos de perforación seleccionados van de 8.4 a 9.2 ppg, esta rango de densidades permite controlar las presiones de la formación a lo largo de la profundidad del pozo y se mantendrá por debajo de la presión de fractura, Se propone el uso de fluidos de perforación con inhibidores en la sección de 12 ¼" por la presencia de formaciones arcillosas a profundidad aproximada de 430m a 720m, de esta forma se evitará la hidratación de las arcillas, el aumento del volumen y las complicaciones mecánicas que derivan de un hoyo apretado.
- En el diseño de casing se selecciona el acero K-55, es una tubería de acero suave que presentará menor sensibilidad al irremediable contacto que tendrá la tubería con el hidrógeno, el grado K-55 se comporta mejor que los aceros duros tratados al carbón disminuyendo así el efecto de fragilización de la tubería a causa del hidrógeno, este grado de tubería tolera perfectamente las altas temperaturas y sus propiedades mecánicas se adaptan perfectamente al diseño del pozo, además se especifica que la tubería tenga una aleación de grado cromo 13 que actuará de mejor manera frente a los agentes corrosivos a los que se expone.
- En los criterios de selección del cemento se debe tener en cuenta la presencia de sulfatos, en el caso de pozos de geotermia suelen ser frecuentes y puede producir una lixiviación de los constituyentes del cemento, lo cual perjudicaría la calidad del mismo y la estabilidad futura de la cementación. Se plantea usar tipos de cemento con alto grado de tolerancia a los sulfatos.
- El costo variable de la perforación es de 2252 USD/hora, este valor permite evaluar el costo asociado a los tiempos no productivos (operaciones no planificadas).
- Se determinó que, para el diámetro propuesto, trabajos de registro, toma de núcleos, geometría y profundidad del pozo, un equipo de 1000 HP sufre perfectamente los requerimientos de las operaciones a realizarse. Equipos con esta capacidad se los puede encontrar en el país, lo que facilita la logística y se disminuye los costos por transporte y trámites de importación.

14.BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. (2005). *API Specification 5CT* (10 ed.). Washington: API Publishing Services, 307 pp.
- Beate, B. (2010). *Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. MEER*. Quito: MEER, 36 pp.
- Bonilla, M., & Buestán, A. (2013). *Estudio del Límite Técnico para la Perforación de Pozos en los Campos Cuyabeno y VHR*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 315 pp.
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). *Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling*. New Mexico: Sandia National Laboratories, 84 pp.
- Maldonado, A. (2012). *Testificación Geofísica en Sondeos de Captación de Agua*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 31 pp.
- Obando, A. (2007). *Perforación de Pozos de Desarrollo para el Campo Parahuaco*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 171 pp.
- Petroleos Mexicanos PEMEX. (2013). *Diseño de la Perforación de Pozo*. Mexico: PEMEX, 210 pp.
- Pilicita , B. (2013). *Estudio de Fuentes Termales, Fallas Geológicas, Descarga de Calor en la Caldera de Chacana y el Aprovechamiento actual del Recurso Geotérmico*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 169 pp.
- Quijije, D., & Baquerizo, G. (2015). *Estudio de la Perforación de Pozos en Campos Maduros Utilizando Lodo Bajo Balance para Determinar Costos*. Santa Elena: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 190 pp.
- Servicios y Remediación SyR. (2012). *Consultoría para el Estudio de Prefactibilidad Inicial para Elaborar el Modelo Geotérmico Conceptual del Proyecto Chacana*. Quito: CELEC, 199 pp.
- Thorhallsson, S. (2012). *Corrosion in Geothermal Wells and Installation*. Santa Tecla: United Nations University, 30 pp
- Villares , F. (2010). *Estudio Geovulcanológico de la Zona Sur de la Caldera Chacana, Provincias de Napo - Pichincha* . Quito: Escuela Politécnica Nacional, 226 pp.

15.ANEXOS

15.1. CÓDIGOS IADC PARA BROCAS PDC

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES						
		ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO			DISTRIBUCION DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO			TAMAÑO	DENSIDAD			
			Alta	Media	Baja		Toberas	Orificio fijo	Salida abierta		Alta	Media	Baja	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	Media	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrico			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

15.2. CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS

	1er Dígito		2do Dígito		3er Dígito										
	Sistema de Corte		Dureza		Sistema de rodamiento										
	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Dientes de Acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave	T	T	P	B	B	C	C	P	O		
			2	Media Suave	O	O	R	A	A	H	H	A	A	T	
			3	Media Dura	B	B	O	L	L	U	U	M	M	A	R
			4	Dura	E	E	T	E	E	M	M	A	A	C	S
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave	R	R	E	R	R	A	C	C	P	E	
			2	Media Suave	A	A	C	O	O	C	E	E	R	R	F
			3	Media Dura	S	S	C	I	S	S	E	R	R	A	A
			4	Dura	P	A	Ó	S	S	E	A	A	S	E	R
	3	Dientes de acero para formación dura	1	Suave	A	R	E	A	A	D	D	S	E	L	
			2	Media Suave	A	R	E	A	A	D	D	S	E	L	
			3	Media Dura	L	L	/	L	L	D	O	L	L	A	
			4	Dura	O	O	C	A	A	U	T	P	R	O	
Dientes de Insertos	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave	O	O	L	A	Y	A	A	D	A		
			2	Media Suave	Y	Y	B	T	P	R	O	Y	D	I	
			3	Media Dura	B	B	E	U	B	T	E	P	R	E	
			4	Dura	A	L	E	B	R	I	C	C	I	O	
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave	E	R	O	B	A	B	N	A	L		
			2	Media Suave	R	O	B	A	B	N	A	L	A	L	
			3	Media Dura	S	E	S	T	A	N	D	A	R	A	
			4	Dura	S	E	S	T	A	N	D	A	R	A	
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave	E	S	T	A	N	D	A	R	A		
7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave	A	N	D	A	R	A	L	A	L			
		2	Media Suave	A	N	D	A	R	A	L	A	L	A		
		3	Media dura	A	N	D	A	R	A	L	A	L	A		
		4	Dura	A	N	D	A	R	A	L	A	L	A		
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave												
		2	Media Suave												
		3	Media dura												
		4	Dura												

15.3. LONGITUDES Y PESO DE HERRAMIENTAS BHA 1

BHA TABLE				Mud weight (ppg): 8,4			Boyancy factor: 0,87				
Item	Description	Conection		Tube			Cum Length	Item weight (lb/ t)	Tool weight (lb)	Cum weight (lb)	Fishing Neck
		Top	Botton	OD (inch)	ID (inch)	Length (ft)					
1	TRIC BIT 12 1/4"	P 6 5/8" REG	NA	12 1/4"	-	1,02	1,02	130	130	130	
2	BIT SUB	B 6 5/8" REG	B 6 5/8" REG	8	2 7/8	6,6	7,62	81	535	665	2,87
3	1x8" DC	B 6 5/8" REG	B 6 5/8" REG	8	2 7/8	30	37,62	81	2430	3095	
4	I.B. STAB 12 1/8"	B 6 5/8" REG	B 6 5/8" REG	8 1/8	2 3/4	5,55	48,72	150	833	4761	2,43
5	1x8" DC	B 6 5/8" REG	P 4 1/2" IF	8	3 1/4	30	78,72	150	4500	9261	
6	X/O SUB	B 4 1/2" IF	P 4 1/2" IF	8	2 7/8	1,63	80,35	100	163	9424	
7	8X5" HWDP	B 4 1/2" IF	P 4 1/2" IF	5	3	240	320,35	49	11760	21184	2,58
8	DRILLING JAR	B 4 1/2" IF	P 4 1/2" IF	6 1/2	2 3/4	30,14	350,49	91	2743	23927	
9	3X5" HWDP	B 4 1/2" IF	P 4 1/2" IF	5	3	90	397,32	49	4410	24409	

15.4. LONGITUDES Y PESO DE HERRAMIENTAS BHA 2

BHA TABLE				Mud weight (ppg): 8,8			Boyancy factor: 0,86				
Item	Description	Conection		Tube			Cum Length	Item weight (lb/ t)	Tool weight (lb)	Cum weight (lb)	Fishing Neck
		Top	Botton	OD (inch)	ID (inch)	Length (ft)					
1	PDC BIT 8 1/2"	P 4 1/2" REG	NA	8 1/2"	-	1,02	1,02	80	82	82	
2	BIT SUB con anillo de totco	B 4/2" IF	B 4 1/2" REG	6 3/4	2 3/4	3	4,02	100	300	382	
3	1x 6 1/4" DC	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	6 1/4	2 13/16	30	34,02	100	3000	3382	
4	Estabilizador 8 3/8 "	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	6 13/16	2 7/8	9,7	43,72	100	970	4352	4
5	1x 6 1/4" DC	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	6 1/4	2 13/16	30	73,72	100	3000	7352	
6	5X5" HWDP	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	5	3	150	223,72	49	7350	14702	
7	DRILLING JAR	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	5 1/2	2 3/4	33	256,72	91	3003	17705	2,58
8	1X5" HWDP	B 4/2" IF	P 4 1/2" IF	5	3	30	286,72	49	1470	19175	

16.ABSTRACT

Previous investigations carried out in the Chalcana area using geophysical techniques such as magnetometry, gravimetry have allowed to identify geothermal systems in the subsoil, geochemistry in the waters also gives indications of a type of fluid characteristic of the zones of geothermal activity, all this compilation of information Indicates that there is a possibility to find in Jamaco temperatures in a range of 140 ° C -180 ° C, which is interesting for this model.

The well design begins with the selection of the appropriate diameter, which depends on the tools required for well testing and well production, for the first section a diameter of 26 ", the intermediate section It will be 12¼ "and the production section will be 8½".

Special design part is the BHA (Bottom hole assenbly) configuration, which is composed of a series of specialized tools to advance through the rocks, one of the most important selections is the type of drill bit, in this work it will be used a triconic drill bit for the first drilled section up to 2361 ft, this drill type best adapts to the characteristics of this zone (transition from hard to soft rocks), for the second section a PDC drill will be used that works best in the hard formations will be drilled about 700 ft until reaching the target. The hydraulics required in the drill bits was also determined to optimize the use of the hydraulics.

In this work, the pressure gradients are used to establish the depths of the casing settlement, in addition the lithology, the presence of aquifers, problem areas, the presence of clays and the interaction of the different pressure gradients involved to establish changes of zones; At the same time, the casing pipe is selected, it is recommended to use K-55 steel which has properties that allow it to respond better to the corrosive environment of a geothermal reservoir.

The density of the drilling fluid was delimited, which should not exceed the fracture pressure and should not be less than the pressure of the formation, once the fluid was characterized, the density curve of the mud was constructed for all depths of the well, Fluid design is important since it refreshes the drill, guarantees the cleaning of the well, provides stability to the walls, generates the necessary hydraulics to drill, allows the evaluation of the well, in the well will use a range of fluid base water of 8.4 ppg at 9.2 ppg, the use of inhibitors in areas with clay presence is also proposed.

Cementation of the pipe is a critical operation, since this will depend on the future life of the well, the volume of cement is determined for each section of the well and a selection of cement is made considering the pollutants in the reservoir, especially the presence of Sulphates, which are counteracted by applying Type F cement, in addition type works appropriately at 150 ° C (average temperature of the reservoir).

The analysis also focuses on the well testing that must be carried out to characterize the reservoir and obtain the petrophysical properties, the necessary runs of the different registers are proposed considering the evaluation time. The selection of the drilling equipment was done considering the depth and the demands of the work, thus it was determined that the drilling that meets the requirement must be 1000 HP.

The drilling time is evidenced by the depth ratio versus time to establish the progress of the drilling, this variable allows to identify flat times, non-productive times and productive times. Finally, the work determines the cost of the project and we obtain the investment that must be made, plus the variable cost was calculated to relate it to the non-productive time, which directly influences the final cost; The investment for this well is USD 2,400,000. USD.

Keywords: Jamanco geothermal area, drilling, well design, heat flow,