



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**ANÁLISIS TÉCNICOS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO ISHPINGO
TAMBOCOCHA**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TESINA”

AUTOR:

GABRIELA ESTEFANÍA PANCHANA VERA

TUTOR

ING. LÓPEZ CADENA TARQUINO FILEMÓN

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**ANÁLISIS TÉCNICOS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO ISHPINGO
TAMBOCOCHA**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TESINA”**

AUTOR:

GABRIELA ESTEFANÍA PANCHANA VERA

TUTOR

ING. LÓPEZ CADENA TARQUINO FILEMÓN

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021



La Libertad, 27 de febrero 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marlleis Gutiérrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina “ANÁLISIS TÉCNICOS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO ISHPINGO TAMBOCOCHA.”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Firma: Gabriela Panchana.
AUTOR: Gabriela Estefania Panchana Vera
N° de Cedula: 2450152380
Correo: gabriela.panchanavera@upse.edu.ec
gabriela250895@gmail.com

Firma: Tarquino Filemón López Cadena
TUTOR: Ing. Tarquino Filemón López Cadena
N° de Cedula: 0999607041
Correo: tlopez@upse.edu.ec

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ANÁLISIS TÉCNICOS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES
DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DEL
CAMPO ISHPINGO TAMBOCOCHA”**

Autor: Gabriela Estefania Panchana Vera.

Tutor: Ing. López Cadena Tarquino Filemón

RESUMEN

Se realizara un explicación técnico de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Ishpingo Tambo cocha para cifrar los daños y minimizar los diferentes perjuicios que se pueden presentar al perforar un perforación petrolero , Se efectúa un mostrador de los datos técnicos de los pozos perforados, como son: tiempos de perforación direccional, plan de direccional y objetivo, fluidos de conducto para cada sección, desempeño de brocas usadas, rendimiento de lechadas de cemento, control de sólidos, tipos de casing y asentamiento de establecimiento del mismo.

Durante el periodo de perforación de los pozos se presentan problemas que retardan las operaciones proyectadas y son estimados como tiempos no productivos. Al final del día, estos tiempos terminan afectando a todas las empresas involucradas en la perforación de pozos. Por lo común estos tiempos no productivos se encuentran asociados a fallas en los equipos del taladro, empresas de servicio, fallo de sostenimiento preventivo de las herramientas, entre otras.

PALABRAS CLAVES:

Perforación direccional, Tasa de declinación, Mantenimiento, Velocidad de rotación, Fluidos de Perforación

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	ii
RESUMEN	iii
TABLA DE CONTENIDO.....	iv
.....	vi
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	ix
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1	2
1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	2
1.2 PROBLEMA:.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN:	3
ANTECEDENTES	4
1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO ITT.....	4
1.5 RESEÑA HISTÓRICA	4
1.6 ESTRUCTURA DEL CAMPO ITT	6
1.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS	7
1.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS	7
1.9 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	8
1.10 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	9
1.11 RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL ITT	10
1.12 FORECAST DE PRODUCCIÓN	11
1.13 ACTUALIDAD DEL CAMPO ITT	12
1.14 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	12
CAPITULO II.....	14
MARCO TEÓRICO.....	14
2.1. GENERALIDADES DEL DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZO DIRECCIONALES	14
2.1.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.	14
2.1.2. ENSAMBLAJE DIRECCIONAL DE FONDO (BHA).....	15
SITUACIONES QUE REQUIEREN EL USO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	15

2.1.3.	TIPOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	15
2.1.5.	TASA DE PENETRACIÓN (ROP).	17
2.1.6.	PARÁMETROS DE PERFORACIÓN Y SU RELACIÓN CON EL ROP	17
2.1.1.	BROCAS	19
1.	BROCAS TRICONICAS.....	19
2.	BROCAS PDC	19
2.1.8.	CEMENTACIÓN	20
2.1.9.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
1.	FACTORES EN LO QUE INFLUYE EL USO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	22
2.	FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	24
2.1.10.	DISEÑO DE REVESTIDORES	24
2.1.11.	CASING.....	25
1.	TIPOS DE CASING (CSG).....	26
2.1.12.	PROBLEMAS EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO	27
CAPITULO III.....		29
METODOLÓGICO.....		29
3.1.	MATRIZ DE INVOLUCRADOS.....	29
3.2.	ÁRBOL DE PROBLEMAS.....	31
3.3.	ÁRBOL DE OBJETIVOS.....	32
3.4.	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	32
3.4.1.	OPCIONES DE ALTERNATIVAS MÁS USADAS EN EL CAMPO.....	33
3.4.2.	CRITERIO DE ANÁLISIS PARA SELECCIONAR.	33
3.5.	ACTIVIDADES PLANTEADAS	34
3.6.	MATRIZ DE MARCO LÓGICO	34
3.7.	REVISIÓN DE LITERATURA.....	35
3.7.1.	ETAPA 1: BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y CIENTÍFICA.....	35
3.7.2.	ETAPA 3: PROCEDIMIENTO DE LA INFORMACIÓN ACORDE DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE IMPACTO.....	35
3.7.3.	ETAPA 4: APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ESTUDIO DE CASO PARA UN MEJOR ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN CON SUS SOLUCIONES	35
CAPITULO IV.....		37
ANALISIS DE RESULTADOS		37

4.2.	ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS.....	38
4.3.	IDENTIFICACIÓN DE TIEMPOS PLANOS.....	38
4.4.	TIPOS DE PROBLEMAS PRESENTADOS.....	41
4.4.2.	PROBLEMAS EN BHA.	42
4.4.3.	PÉRDIDA DE ACEITE	43
4.4.4.	OTROS PROBLEMAS	43
4.5.	SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	44
4.6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	48
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
	BIBLIOGRAFÍAS	54

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICA. 1 EXPLOTACIÓN PETROLERA DEL YASUNÍ.....	5
GRÁFICA. 2 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO ISHPINGO - TAMBOCOCHA Y TIPUTINI	6
GRÁFICA. 3 MAPA GEOLÓGICO REGIONAL DEL CAMPO.....	8
GRÁFICA. 4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	9
GRÁFICA. 5 ACTUALIDAD DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	12
GRÁFICA. 6 UBICACIÓN DEL CAMPO ISHPINGO - TAMBOCOCHA	13
GRÁFICA. 7 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	17
GRÁFICA. 8 TIEMPOS REALES EN LA PERFORACIÓN	34
GRÁFICA. 9 TIEMPOS EN DESARMAR BHA, GRUPO I.....	40

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 RESERVAS DEL CAMPO ITT	10
--------------------------------------	----

TABLA 2 RESERVAS DEL CAMPO 2P DEL ITT.....	10
TABLA 3 DATOS DE PRODUCCION DE PETROLEO DEL ITT.....	11
TABLA 4 CIFRAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL CAMPO ITT.....	11
TABLA 5 CLASES DE CEMENTO.....	21
TABLA 6 NOMBRE TABLA.....	29
TABLA 7: GRUPOS DE POZOS PARA EL ANÁLISIS DE TIEMPOS.....	32
TABLA 8 GRUPOS DE POZOS PARA EL ANÁLISIS DE TIEMPOS.....	34
TABLA 9 INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS.....	36
TABLA 10 INFORMACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS RELACIONADOS A FALLA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, TAMBOCOCHA A.....	41
TABLA 11 INFORMACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA CEMENTACIÓN.....	42
TABLA 12 INFORMACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS RELACIONADOS A FALLA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, TAMBOCOCHA A.....	43
TABLA 13 INFORMACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS RELACIONADOS A FALLA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, TAMBOCOCHA.....	43
TABLA 14 ROP Y FORMACIONES.....	44
TABLA 15 POZO TMBA- 017H.....	44
TABLA 16 POZO TMBA- 019H.....	45
TABLA 17 POZO TMBA- 21H.....	46
TABLA 18 COSTOS DE PERFORACIÓN.....	48
TABLA 19 VALORES DE PRODUCCIÓN.....	49
TABLA 20 VALORES FLUJO EFECTIVO NETO.....	50
TABLA 21 VALORES DE VAN Y TIR.....	51
TABLA 22 VALORES TOTALES.....	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama. 1 Árbol de Problemas.....	31
Diagrama. 2 Árbol de Objetivos	32

INTRODUCCION

“La explotación del campo petrolero Ishpingo, que está ubicado en plena zona de amortiguamiento del Parque Nacional Yasuní, arrancará en el 2018. El anuncio lo efectuó el ministro de Hidrocarburos”, (Pérez) quien agregó que antes de empezar a perforar los pozos en esta área, se requiere la autorización del Ministerio de Ambiente. Ishpingo es parte del bloque 43 o ITT (Ishpingo, Tambococha y Tiputini). Se encuentra al sur del bloque y está próximo al límite de la zona intangible del Yasuní, donde es restringida la intervención petrolera, aunque su programa de explotación se modificó.

El Ministerio de Hidrocarburos decidió eliminar una de las 10 localizaciones (plataformas) de Ishpingo, denominada J. Esta se hallaba a 6 kilómetros de distancia de la zona intangible. Ahora, el punto más extremo de este campo llega hasta la localización I, a 60 km de la mencionada zona intangible. (Petroamazonas, 2018)

Durante la etapa de perforación de los pozos se presentan problemas que retrasan las operaciones planificadas y son considerados como tiempos no productivos. Al final del día, estos tiempos terminan afectando a todas las empresas involucradas en la perforación de pozos. Por lo general estos tiempos no productivos se encuentran asociados a fallas en los equipos del taladro, empresas de servicio, falta de mantenimiento preventivo de las herramientas, entre otras. (Petroamazonas, 2018)

CAPITULO I

“Esta decisión se tomó para no generar controversia debido a la cercanía con la zona intangible”, sostuvo (Peréz) (Bermejo), integrante del colectivo Yasunidos, expresó que, aunque se haya eliminado la localización J, una parte del campo Ishpingo se encuentra en la franja de amortiguamiento que bordea la zona intangible. Por lo que, según Yasunidos, se debería reconsiderar su explotación. El cambio no tiene mayor impacto en el desarrollo del bloque ITT. Incluso, en el caso de aprobarse la pregunta de la consulta popular referente al Yasuní. “Este proyecto no se afectará”, aseguró (Peréz). Si los ecuatorianos respaldan el incremento de la zona intangible del Parque Yasuní y la reducción del área de explotación petrolera autorizada por la Asamblea Nacional en esta zona, de 1030 hectáreas a 300 hectáreas, la producción e ingresos se mantendrán. De los tres campos que componen el bloque 43, el Tiputini está en producción, con 50 000 barriles de petróleo por día (bpd). Para el próximo año, la meta es alcanzar los 100 000 bpd. Además, solo del ITT se esperan USD 2 334 millones de ingresos al año, hasta el 2030. Para (Peréz), estos recursos económicos son importantes para el país. “Nosotros tenemos que continuar produciendo de manera responsable y de acuerdo con las normas ambientales”. (Petroamazonas, 2018)

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal de este proyecto es el análisis técnico de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Ishpingo tambo cocha para evitar el daño en los pozos petroleros y minimizar el riesgo de posibles accidentes.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

Analizar los principales problemas operacionales en la etapa de perforación.

Identificar los tiempos operativos normales y no productivos en los pozos perforados del Campo Ishpingo Tambococha para observar los problemas que pueden ocasionar durante su perforación.

1.2 PROBLEMA:

En la presentación de perforación de pozos las operaciones generan una cifra significativa de tiempos perdidos visibles e invisibles que se relacionan a los problemas en el taladro, que a su vez va sobresaltando el presupuesto y tiempos planificados.

En la actualidad el desarrollo tiene nuevas tecnologías (softwares y herramientas) combinado con la práctica de profesionales en el área, constituyen un papel esencial para notificar los diferentes problemas operacionales, reducir los tiempos de perforación y el ahorro de dinero para las compañías operadoras principalmente en el campo Ishpingo tambococha.

1.3 JUSTIFICACIÓN:

La importancia del análisis de los problemas operacionales durante la perforación de un pozo es dar un aporte a la industria petrolera en el área de perforación que será de utilidad para los ingenieros de perforación y fluidos de perforación, debido a que está directamente relacionada al estudio de los conceptos y conocimientos obtenidos en las actividades realizadas.

“Hoy en día la explotación de crudos pesados se ve acceso de desarrollo y fuente energética vital por lo que desarrollar una manera eficaz de optimizar su transporte generaría una mejor movilidad que a su vez se tendría una reducción de costos operacionales e intereses económicos

ANTECEDENTES

1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO ITT

El campo ITT se encuentra localizado en la región amazónica, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, como se puede observar en la Figura 1, de los bloques petroleros del Ecuador, se encuentra conformado por los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini. “El campo forma parte del Bloque 43 en el extremo este de la Cuenca Oriente frontera con Perú” (Petroamazonas, 2018).

1.5 RESEÑA HISTÓRICA

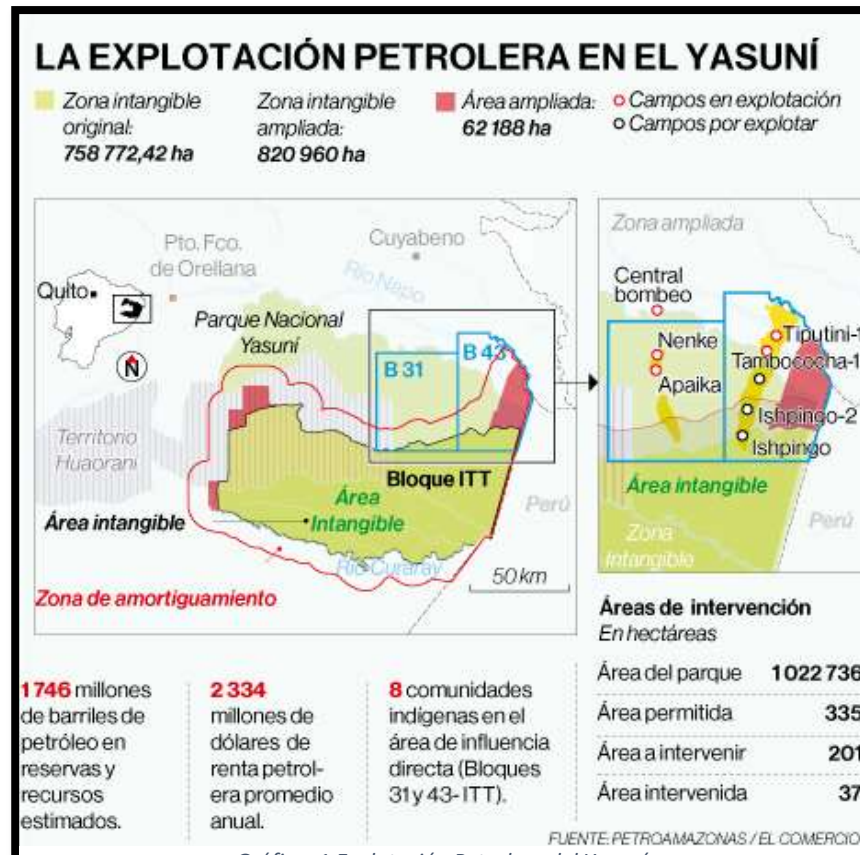
En 1949 la compañía Shell perforó el pozo Tiputini 1, el mismo que no resultó productivo; se lo abandonó el 4 de octubre del mismo año, a dicho pozo se lo denominó Tiputini Shell-1, alcanzó los 5.595’ de profundidad, y produjo solamente 4 BPPD de petróleo extra pesado aproximadamente 11 °API. (Petroamazonas, 2018).

“Posteriormente, en mayo de 1970, la compañía Minas y Petróleos realizó una campaña sísmica, sobre la base de cuya interpretación, detectó un alto que fue probado con el pozo Tiputini Minas 1, siendo completado a la profundidad de 5.340’; dio una producción de 228 BPPD de 15 °API, con lo que se descubrió el campo Tiputini, convirtiéndose en el primer campo descubierto en el área” (Petroamazonas EP, 2016).

“En el área del campo ITT Petroecuador ejecutaron 1200 km de sísmica 2D y se perforó 5 pozos”:

- Tambococha-1: Petro producción en 1993
- Ishpingo-1 e Ishpingo-2: Petro producción en 1992 y 1993

- Ishpingo-3 e Ishpingo-4: Petro producción en 2001 y 2002



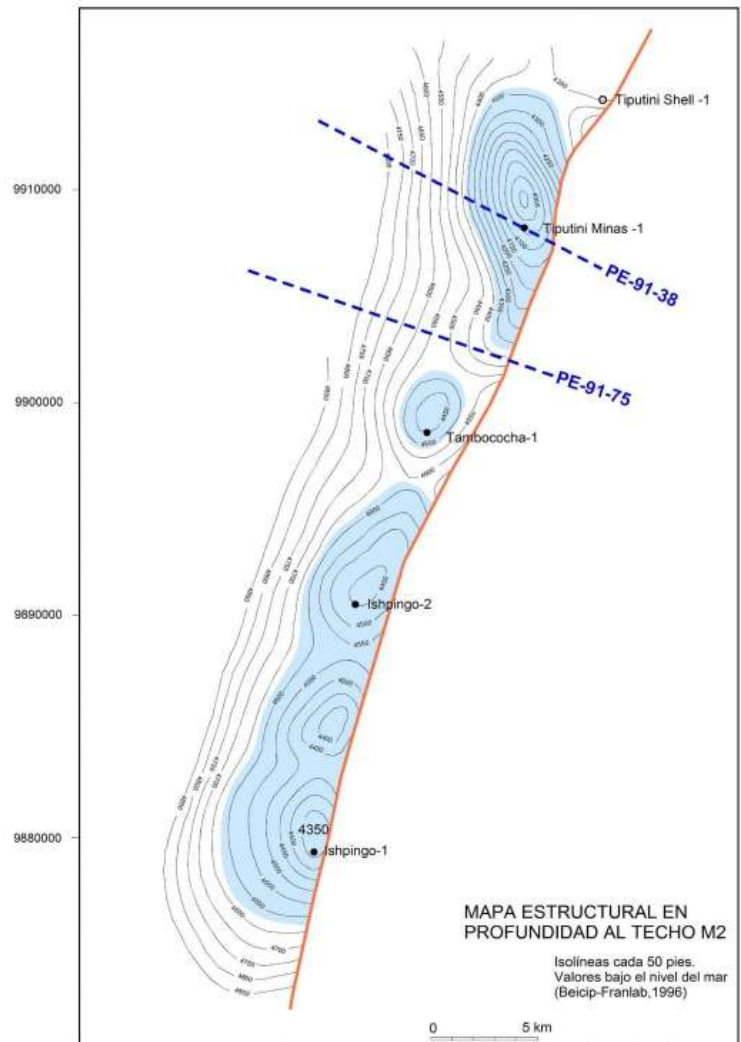
Gráfica. 1 Explotación Petrolera del Yasuní

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), retoma la exploración sísmica, con cuatro campañas que cubren el área del campo Tiputini y se extendieron hacia el norte y sur, cubriendo un total de 1.746 km, esto permitió definir tres nuevas estructuras: una ubicada al NNO de Tiputini, a la que denominó Imuya que no pudo ser perforada por consideraciones ambientales, así como otras dos estructuras ubicadas al sur del campo Tiputini, a las que se denominó Tambococha e Ishpingo. (Petroamazonas EP, 2016).

La estructura Ishpingo fue probada con el pozo Ishpingo 1, perforado a fines de 1992 hasta una profundidad de 6.190', dando una producción de 5.479 BPPD de los yacimientos U, M2, M1 y Tena Basal. ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

1.6 ESTRUCTURA DEL CAMPO ITT

El campo ITT constituido por los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini está geológicamente conformado por cuatro estructuras anticlinales de dirección aproximada Norte Sur, controladas por una falla inversa en la misma dirección, este eje estructural es regional y se extiende desde el norte de la cuenca hasta el sur oriente de la misma. ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)



Gráfica. 2 Mapa Estructural Campo Ishpingo - Tambococha y Tiputini

1.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS

Los yacimientos identificados en el campo ITT son:

Arenisca U

Esta formación se depositó en un ambiente fluvial de canales, evolucionando hacia el techo a un ambiente transicional de canales re TRABAJADOS por marea define en cambio un ambiente deltaico-estuario, con influencia mareal. Se presentan ocasionales niveles de lutitas negras y tobáceas blancas. ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Arenisca M1

“El ambiente de depositación hacia la base, parece corresponder a canales fluviales, lo que se confirma por la ausencia total de fósiles marinos en varias muestras analizadas, sugiere un ambiente transicional que explica que es una arenisca transgresiva que culmina con lutitas de ambiente marino somero reductor”. ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Basal Tena

“El reservorio M2 es de muy pobre calidad y se desarrolló en condiciones marino marginal. Basal Tena parece fue depositada en un ambiente fluvial, evolucionando a marginal marino, es una arenisca cuarzosa, de grano grueso a medio, en ocasiones fino, suelta a la base y con cemento calcáreo hacia el techo”. ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

1.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

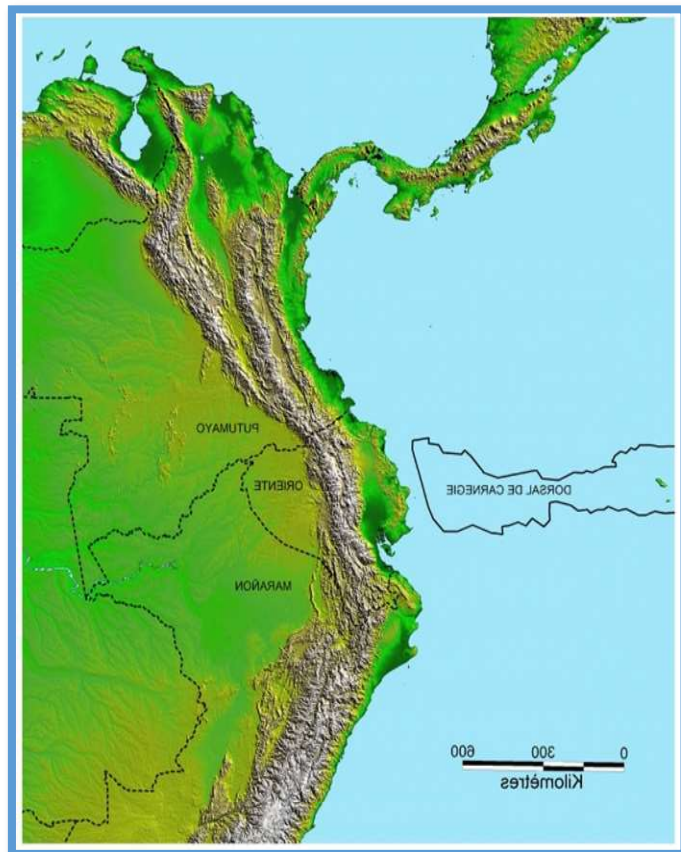
Las características de los crudos generalmente su gravedad varía entre 12 y 16 °API y un porcentaje en peso de azufre que inicia desde 2,4 a 3%, de los crudos analizados; las tendencias

de madurez termal de los crudos varían entre bajas y moderadas, y muestran un porcentaje variable de degradación, estando la mayoría severamente degradados, como muestran sus cromatogramas de gases. Los extractos de tena basal muestran un grado menor de degradación.

1.9 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

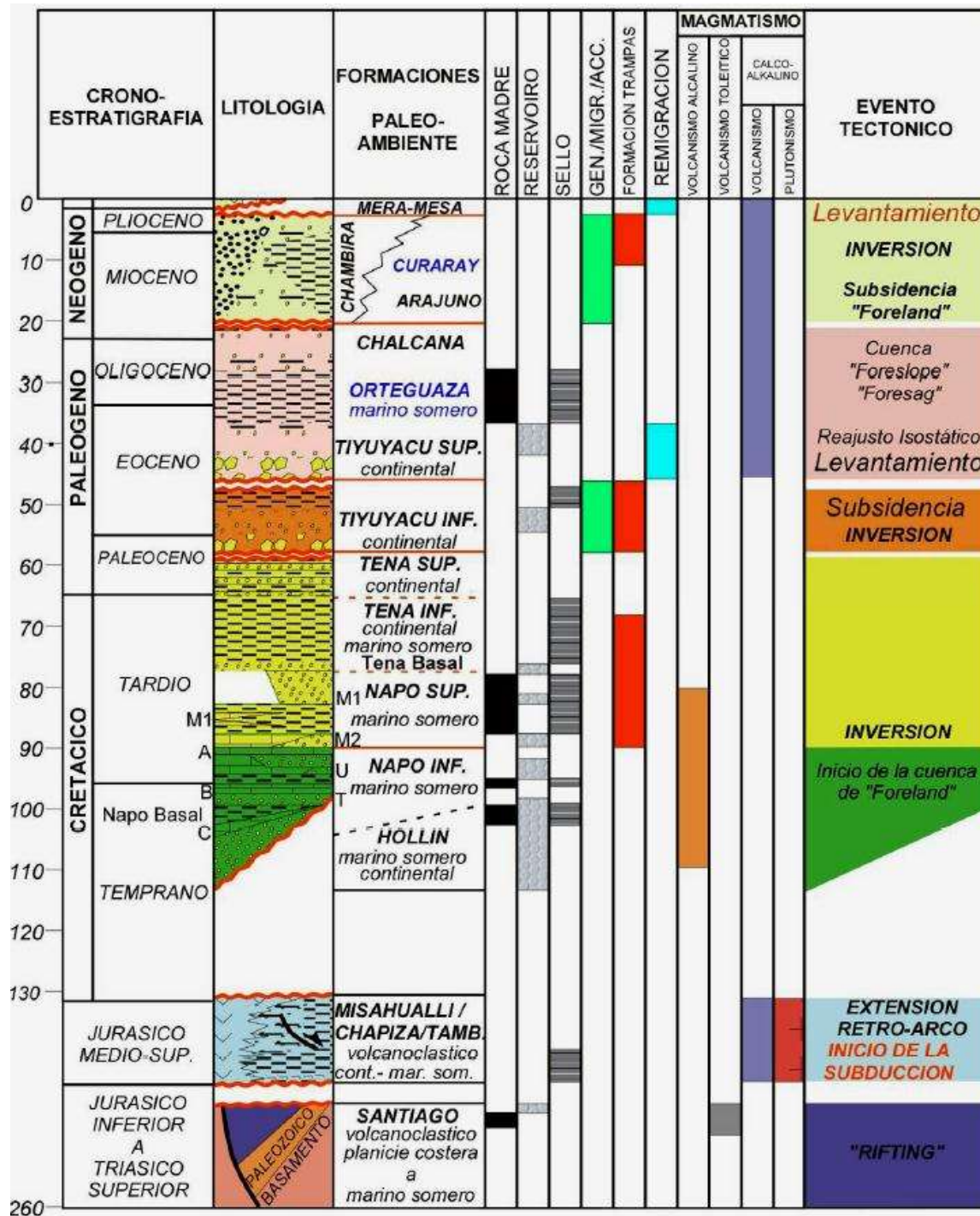
La Cuenca Oriente ecuatoriana representa una de las cuencas Sub andinas más complejas y atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico. Posee alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo, así como la presencia de afloramientos relativamente buenos en su margen occidental.

Al presente, la Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de ante país de transarco de los Andes ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, al norte de la charnela entre los Andes Centrales y Andes Septentrionales como se aprecia en la Figura ((Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).



Gráfica. 3 Mapa Geológico Regional del Campo

1.10 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



Gráfica. 4 Columna Estratigráfica De la Cuenca Oriente

1.11 RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL ITT

En caso de desarrollo de los campos ITT, el esquema propuesto en el estudio presentado, las reservas 2P (probadas y probables) del bloque ITT están estimadas en 919.7 MMbbls (millones de barriles) dentro de los 25 años de producción, con un rango de 607 MMbbls 1P a 1302, 3P (probada, probable y posible). De acuerdo a los datos de Petroamazonas las reservas probadas, de los volúmenes de petróleo “in situ” que pueden comercialmente ser explotados son de (1P) 459,1 millones de barriles, las reservas probadas más probables (2P) 919,7 millones de barriles, y si se consideran las reservas posibles, el potencial podría llegar a (3P) 1530 millones de barriles, lo que obviamente estaría sujeto a comprobación mediante un período previo de exploración.

CAMPO	YACIMIENTO	°API	POES 10 ⁶ bbls			POES 10 ⁹ bbls		
			1P	2P	3P	1P	2P	3P
Ishpingo Sur	B. Tena-M1	15.4	970.9	1231.5	1413.7	80.8	194.6	339
	M2-U	13.9	842.2	931.4	1000.0	64.1	104.3	145
Ishpingo Norte	B. Tena-M1	14.8	489.4	653.1	819.2	39.3	92.7	164.4
	M2-U	14.0	311.5	419.2	496.5	43.8	67.5	86.1
Tambococha tiputini	B. Tena-M1	14.2	1913.0	2349.9	2678.8	184.2	460.6	796
	M2-U		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0

(Petroamazonas EP, 2014)

Tabla 1 RESERVAS DEL CAMPO ITT

Fuente: Petroamazonas, 2014

Tabla 2 RESERVAS DEL CAMPO 2P DEL ITT

Fuente: Petroamazonas, 2014

RESERVA POR CAMPO (2P)	ISHPINGO	TIPUTINI TAMBOCOCHA	TOTAL, ITT
RESERVAS, 10 ⁶ bbls	459.1	460.6	919.7

Tabla 3 DATOS DE PRODUCCION DE PETROLEO DEL ITT

Fuente: Petroamazonas, 2014

POZO	ISHPINGO - 1 (BPPD)	ISHPINGO -3 (BPPD)	ISHPINGO -4 (BPPD)	TAMBOCOCHA -1 (BPPD)	TIPU.MINAS - 1 (BPPD)
B. TENA	731	1491	2349	2400	
M1	3138	2860	1289	3319	228
M2	127				
U	1146	1881	439		
TOTAL	5142	6332	4077	5719	

Tabla 4 Cifras de Reservas de Petróleo en el campo ITT

Fuente: Petroamazonas, 2014

	1P		2P		3P	
CAMPOS	Ishpingo	sur/norte	Ishpingo	sur/norte	Ishpingo	sur/norte
	Tambococha	Tiputini –	Tambococha	Tiputini –	Tambococha	Tiputini –
	Petróleo “Insitu”		Petróleo “Insitu”		Petróleo “Insitu”	
RESERVAS	459.1		919.7		1530	

“Explico ,(Ramiro , 1998) que en los campos Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo, la arenisca M-1 de la formación Napo es la prospectiva, la estructura de Ishpingo que está ubicada a lo largo del alto Tiputini a 7 km al sur-oeste del pozo Tiputini Minas, comprende un área de 16.666 acres con un espesor neto promedio de 75 pies”

1.12 FORECAST DE PRODUCCIÓN

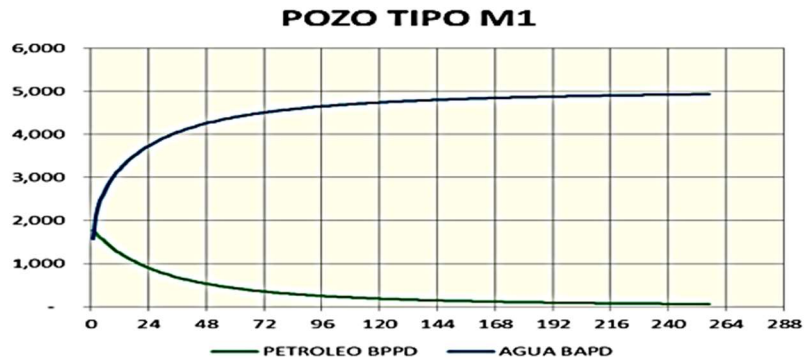
El Forecast de producción consiste en una estimación a un futuro de la producción de fluidos que se esperan, se han tomado en cuenta los siguientes puntos:

- Historial de producción
- Tasa de declinación de producción en el tiempo

- Variables de ingreso de nuevos pozos
- Producción de agua con el aumento del BSW
- Perforación de nuevos pozos para elevar la producción

1.13 ACTUALIDAD DEL CAMPO ITT

(Petroamazonas, El Campo Tambococha, parte del Bloque 43-ITT, 2018) Señalo que hasta el año 2017, el ingreso fue de 37 pozos a un promedio de 14 días por pozo, con dos torres de perforación en el bloque 43. Los caudales iniciales fueron entre 1500 y 2500 bls de petróleo día con un máximo de fluido de 5000 BFPD.



Gráfica. 5 Actualidad De Producción De Petróleo

1.14 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

“El bloque 43 está conformado por los campos Tiputini, Tambococha e Ishpingo, es un campo nuevo donde su aporte de producción está ligado a la explotación de crudos pesados provenientes de la Arenisca M1 con un valor promedio de 14.1 °API, actualmente Tambococha e Ishpingo se encuentran en planes a futuro de producción”. (Petroamazonas ,EP, 2017)



Gráfica. 6 Ubicación del Campo Ishpingo - Tambococha

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DEL DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZO DIRECCIONALES

2.1.1. Perforación Direccional.

“La perforación direccionalmente es dirigir un pozo de manera controlada a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar un objetivo geológico. Permite instalar un ducto por debajo de un obstáculo, como un río o carretera, sin perturbar el entorno. Al contrario de la técnica de perforación horizontal, la trayectoria curva de una perforación direccional permite hacer pasar el ducto por debajo de obstáculos desde la superficie, de manera que no se requiere efectuar ninguna excavación importante”. (Petroamazonas EP, 2016).

“Esta desviación se alcanza empleando cuñas, configuraciones de arreglos de fondo de pozo (BHA), instrumentos para medir el trayecto del pozo a la superficie, motores de fondo, componentes BHA y barrenas de perforación especiales, incluidos los sistemas rotativos direccionales y las barrenas de perforación. En algunos casos, como en la perforación de formaciones de inclinación pronunciada o cuando existe una desviación impredecible en las operaciones de perforación convencionales, puede emplearse técnicas de perforación direccional para asegurar que el pozo se perfore verticalmente”. (Petroamazonas EP, 2016).

En yacimientos de lutitas la perforación direccional es frecuentes ya que permite a los perforadores obtener que el pozo este en contacto con la roca productiva y logre su objetivo aplicando las técnicas al perforar direccionando la barrena de perforación.

2.1.2. Ensamblaje Direccional De Fondo (Bha).

El ensamblaje de fondo es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la broca para maximizar la tasa de penetración, producir hoyos en calibre, evitar la formación de desviaciones tipo pata de perros severa, minimizar vibraciones y pega de la sarta de perforación. (Andrade ,D & Sarango, 2015).

SITUACIONES QUE REQUIEREN EL USO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

- Complicaciones por la geología local.
- Incremento de la producción de un yacimiento desde un pozo en particular.
- Disminuir costos (ej. evitar instalaciones off-shore).
- Disminuir riesgos ambientales.
- Necesidad de mantener la verticalidad en pozos profundos.
- Pozos de alivio. Comercialización y distribución (construcción de oleoductos y gasoductos).

2.1.3. Tipos de Perforación Direccional

1. Tipo I.

El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sarta intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral. (Moreno, 2008).

2. Tipo II.

Es el pozo de configuración en “S”. La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I, hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llevar al objetivo. Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo. (Moreno, 2008).

3. Tipo III.

Es el pozo de configuración en “J”. La desviación se comienza bien debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo. Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera perforar o reubicar la sección inferior del pozo. (Moreno, 2008).

2.1.4. Tipo Horizontal, Multilateral y de Alcance extendido.

La productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-petróleo o gas-petróleo. (Moreno, 2008).

1. Diseño del programa de perforación

La información básica que debe contener todo programa de perforación de pozos de



Gráfica. 7 Tipos de Pozos Direccionales

desarrollo considerará los siguientes parámetros (Cruz , 2014).

2.1.5. Tasa de penetración (rop).

“Es la velocidad a la que se está desarrollando la perforación, es decir, representa la cantidad de ft perforados en un intervalo de tiempo determinado. Este parámetro es afectado por distintos factores tales como la formación que está siendo atravesada, el tipo de broca utilizada en la perforación, el peso sobre la broca aplicado, el tipo de fluido y los parámetros con los que está siendo utilizado ya sea la densidad o la presión aplicada en superficie, las presiones del pozo y la hidráulica aplicada, el torque, entre otros” (Andrade ,D & Sarango, 2015).

2.1.6. Parámetros de perforación y su relación con el rop

1. Peso sobre la broca (WOB)

La tasa de penetración aumenta al aumentar el peso sobre la broca, por lo que esta variable puede ser modificada para ayudar a mantener condiciones óptimas en la operación de

perforación, sin embargo, este factor debe tener en cuenta las recomendaciones que se proponen en las especificaciones del fabricante, debido a que al aumentar el peso y la velocidad de rotación puede acelerar el desgaste de los dientes y los elementos de corte de la broca, debido a que se incrementa la vibración. Además, se debe tener en cuenta una alta eficiencia en la limpieza de los cortes en el fondo del pozo para poder optimizar las operaciones de perforación al aumentar el WOB (Andrade ,D & Sarango, 2015).

“El WOB depende principalmente del tipo y dureza de la formación. Cuando se incrementa la fuerza de compresión de la formación, se debe aumentar el peso sobre la broca y reducir la tasa de rotación” (Andrade ,D & Sarango, 2015).

“Si la formación presenta contenido muy abrasivo, se debe mantener o reducir el WOB y bajar la velocidad de rotación, debido a que esto podría incrementar el desgaste de los dientes de la broca” (Andrade ,D & Sarango, 2015).

2. Velocidad de rotación (RPM)

Las revoluciones por minuto son el número de vueltas que gira la sarta en un minuto la cantidad de RPM depende de la dureza y abrasión de la formación, ya que con altos RPM la perforación es más eficiente en formaciones blandas, contrariamente un RPM más bajo es eficiente en formaciones duras y abrasivas debido a que minimiza las vibraciones y el desgaste de los elementos de corte (Andrade ,D & Sarango, 2015).

En formaciones suaves la velocidad de penetración es directamente proporcional a la velocidad de rotación, es decir se relacionan linealmente, mientras que en formaciones duras la

velocidad de penetración y la velocidad de rotación están definidas más claramente en una relación exponencial (Andrade ,D & Sarango, 2015)

2.1.1. Brocas

Una broca en perforación es un dispositivo conectado al extremo de la sarta de perforación que rompe, corta o aplasta las formaciones rocosas al perforar un pozo, como aquellos perforados para extraer agua, gas o petróleo que es utilizada para triturar o cortar las formaciones del subsuelo durante la perforación. (Andres,Jara ,Kleber , 2010).

En la perforación de pozos petroleros las brocas más utilizadas en nuestro país, se clasifican en:

✚ Brocas Tricónicas

✚ Brocas PDC

1. Brocas Triconicas

“Las brocas tricónicas son aquella herramienta que están formadas por 3 cortadores que giran sobre su propio eje que varían de acuerdo con la estructura de corte, puede tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno y cambiar en función de su sistema de rodamiento” (Andres,Jara ,Kleber , 2010). Las brocas tricónicas constan de tres componentes:

✚ La estructura de corte o conos

✚ Cojinetes

✚ Cuerpo de la broca

2. Brocas PDC

“Pertenece al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Los cortadores se diseñan y fabrican en forma de pastillas,

montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca” (Andres,Jara ,Kleber , 2010). La estructura de una broca de diamante se compone de tres partes:

- ✚ La estructura de corte
- ✚ El cuerpo
- ✚ La espiga

Información preliminar para la selección de las brocas (Andres,Jara ,Kleber , 2010).

- ✚ En la selección de la broca adecuada para la perforar una determinada formación se deben analizar un gran número de variables que interactúan entre sí.
- ✚ La evaluación del desgaste de las brocas previamente empleadas.
- ✚ Los rendimientos de las brocas obtenidas en pozos vecinos.
- ✚ Los registros geofísicos de pozos vecinos y del mismo pozo.
- ✚ El software especializado en el cálculo y análisis para la selección.
- ✚ Las propiedades de los fluidos de perforación por emplearse en función de la broca elegida.
- ✚ La columna litológica de las formaciones a perforar.

2.1.8. Cementación

La cementación, es básicamente es el proceso mediante el cual se bombea una lechada de cemento desde superficie y debe terminar ubicada en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación (Bolaños , 2012).

Los objetivos de cementación son:

- ✚ Proteger y soportar la tubería de revestimiento
- ✚ Resguardar la columna de revestimiento contra la corrosión

- ✚ Preservar la columna durante los trabajos de cañoneo (completación).
- ✚ Reforzar la columna contra el aplastamiento (colapso) debido a fuerzas externas.
- ✚ Evitar el movimiento de fluidos a través del espacio anular (detrás del revestidor).

Tabla 5 Clases de Cemento

Clase de Cemento	Profundidad ft	Temperatura Estática °F	Relación de agua gal/ stk	Peso de la lechada lb/gl	Volumen ft ³ /sk	Consideraciones
Clase A	6000	60° -170°	5.2	15.6	1.18	Puede ser usada cuando no se desean propiedades especiales y las condiciones del pozo lo permiten. No es resistente a los Surfactantes
Clase B	6000	60°- 170°	5.2	15.6	1.18	Resiste a los Surfactantes moderadamente
Clase C	8000	60° - 170°	6.3	14.8	1.32	
Clase G	8000	200°	5.0	15.8	1.15	Cemento básico. compatible con aceleradores o retardadores
Clase H	8000	200°	4.3	16.4	1.06	Cemento Básico ,alta densidad .alto y Bajo volumen de agua
	8000	200°	5.2	15.6	1.18	

2.1.9. Fluidos de perforación

El Fluido de Perforación es un fluido de características químicas y físicas apropiadas, que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos, que circula a través de la sarta de perforación hasta la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y, además, estable a altas temperaturas. Debe

mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. (Rodriguez , 2017).

Los fluidos de perforación cumplen un papel fundamental en la perforación de un pozo ya que sus propiedades ayudan a mantener la estabilidad del pozo, controlar la presión de las formaciones atravesadas, remueven los recortes, transmiten la energía hidráulica a las herramientas de fondo, lubrican y enfrían la broca. (Rodriguez , 2017).

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación, el cual está basado en las propiedades necesarias para mantener el agujero en condiciones relativamente estables. Parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionadas directa o indirectamente con el tipo y las propiedades del fluido. Entre otros, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamientos de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, y daño a la formación productora. (Rodriguez , 2017).

1. Factores en lo que influye el uso de fluido de perforación

Existen ciertos factores que se ven afectados por el uso del fluido de perforación o lodo, estos factores tienen una repercusión importante en las actividades que se realizan durante la perforación y se tienen que tomar en cuenta para lograr obtener un agujero de manera exitosa. Estos factores son

- Velocidad de perforación o ritmo de perforación

Depende principalmente de la selección y mantenimiento apropiados del fluido de perforación. El fluido debe tener propiedades que permitan la mayor velocidad de

penetración; por ejemplo, la menor densidad posible, el mínimo contenido de sólidos y óptimas propiedades de flujo.

- Limpieza del agujero

La velocidad anular, el punto de cedencia y la glutinosidad del fluido de perforación, deben ser mantenidos en los valores apropiados.

- Estabilidad del agujero

Se afecta principalmente por 3 factores externos:

- a) Erosión mecánica debido a la barrena y al aparejo de perforación.
- b) Composición química del fluido de perforación.
- c) El tiempo que el agujero permanece descubierto.
- d) Programa de revestimiento

Aunque el programa de revestimiento está principalmente determinado por la profundidad del pozo y la presión de la formación, queda también afectado por el fluido de perforación. En zonas donde se encuentren formaciones inestables, debe de ser acondicionado para estabilizar el agujero, de manera que pueda introducirse el revestimiento a mayores profundidades.

- Evaluación de la formación

El fluido de perforación se debe diseñar de manera que tenga el mínimo efecto sobre la formación productora.

- Tiempo de perforación total y costos de terminación

Para la elección de los fluidos de perforación se debe considerar el mayor valor de penetración con un agujero estable y el mínimo daño a la formación productora. Los costos

diarios y finales del lodo no son el factor más importante en la elección del fluido. El objetivo es reducir el número de días en el pozo, a través de una apropiada elección del fluido y su mantenimiento correspondiente.

- Selección del equipo

Con el fin de contar con los mecanismos adecuados para eliminar los sólidos y que proporcionen una adecuada circulación (Baker Hughes INTEQ - Fluidos).

2. Funciones de los fluidos de perforación

- a) Las funciones de los fluidos de perforación son:
- b) Sacar los recortes de formación a superficie
- c) Controlar las presiones de formación
- d) No dañar las zonas productoras
- e) Estabilizar las paredes de las formaciones
- f) Sacar información del fondo del pozo
- g) Formar una película impermeable sobre las paredes de la formación
- h) Lubricar y enfriar la sarta de perforación
- i) Mantener en suspensión los sólidos
- j) No causar corrosión a la herramienta
- k) Transmitir energía al fondo del pozo

2.1.10. Diseño de revestidores

Según el manual de Diseño de Revestidores (P.D.V.S.A, 1998) el revestidor es una tubería especial que se introduce en el hoyo perforado y luego se cementa para lograr la

protección de éste y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

El proceso de revestimiento de un pozo de petróleo es de suma importancia, dado que una incorrecta selección y fallas de los cálculos traerían drásticas consecuencias; tales como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgo hacia el ambiente y a la seguridad. El óptimo diseño de un revestidor asegura una selección adecuada y la economía del proyecto, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo.

Las funciones más importantes de la tubería de revestimiento son: evitar derrumbes en el pozo durante la perforación, evitar contaminaciones de aguas superficiales, permitir un mejor control de las presiones de formación, al cementarlo se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés, sirve como punto de apoyo del equipo de trabajo y permite facilidades de producción.

2.1.11.Casing

El objetivo del diseño de casing con diferente grado, peso y junta es que sea lo más económico posible y que también resista las fuerzas a las que estará sometido. La corrida de casing puede considerarse entre un 20-30% del costo total del pozo. Debido a esto es importante optimizar los diseños para así minimizar costos que garanticen la integridad del pozo, por lo que su selección debe soportar lo siguiente (Ramirez, 2019)

- a) Presión interna.
- b) Presión externa (colapso).
- c) Tensión y compresión

1. Tipos de casing (csg)

Un aspecto importante en las operaciones para perforar un pozo, es la protección de las paredes del hoyo para evitar derrumbes y aislar posibles presencias de gas o líquidos. Para proteger el hoyo se utiliza tuberías de casing, las que se introducen telescópicamente, es decir que los diámetros van de mayor a menor, por razones económicas y técnicas (Ramirez, 2019).

Casing conductor

“Al iniciar la perforación se perfora un hueco de 26 pulgadas donde se coloca tuberías de casing de 20 pulgadas, tiene un rápido asentamiento a una profundidad estimada de +/- 250 ft”, (Ramirez, 2019), teniendo como objetivos:

- a) Aislar areniscas y conglomerados superficiales (formaciones no consolidadas)
- b) Proveer soporte al casing y equipo de superficie.

Casing superficial

Luego de haber asentado el casing conductor se perfora el hoyo de 16 pulgadas y colocamos el casing de 13-3/8 pulgadas, a una profundidad estimada de +/- 5000 ft, teniendo como objetivos (Profundidad competente para instalar BOPs, aislar arcillas reactivas de Ortegua (Lutitas) (Ramirez, 2019).

- a) Proteger intervalos de acuíferos superiores
- b) Soportar el resto de casing.

1. Casing intermedio

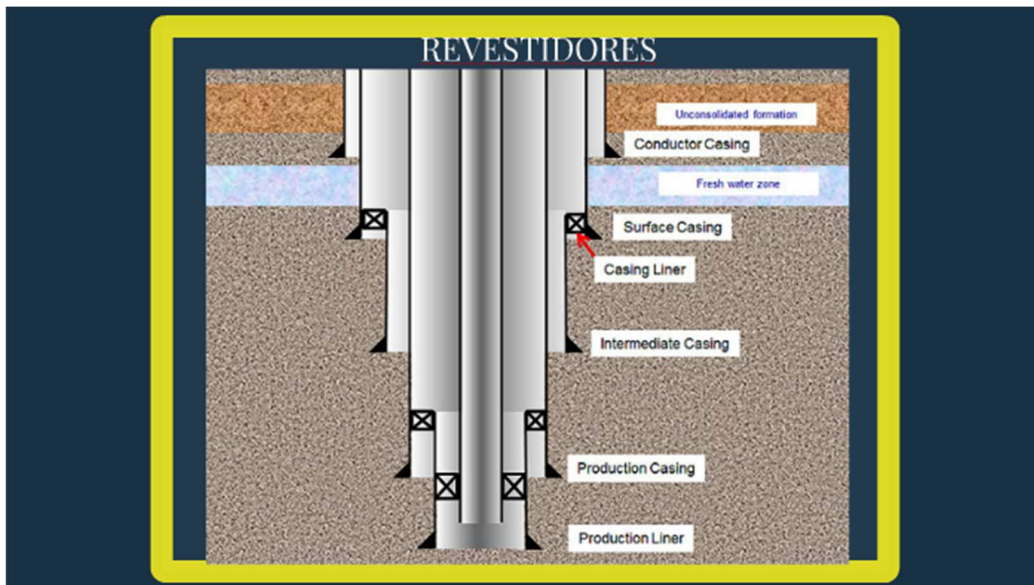
Este casing es de 9-5/8 pulgadas en un hoyo de 12-1/4 pulgadas, asentado a una profundidad estimada de +/- 10000 ft, teniendo como objetivos (Ramirez, 2019)

- a) Aislar las formaciones Ortegua, Tiyuyacu, Tena, Basal Tena y parte de Napo (formaciones con altas presiones).
- b) Sellar la sección de pozo abierto.
- c) Proteger el pozo abierto del incremento del peso del lodo para la siguiente sección.

2. Liner

También llamado de producción de 7 pulgadas colgado en un hoyo de 8-1/2 pulgadas a una profundidad estimada de +/- 11000 ft: (Ramirez, 2019)

- a) Aislar formaciones que contienen las arenas de interés: Arenisca U Superior, U Inferior, Arenisca T Inferior, Arenisca Hollín Superior, Arenisca Hollín Inferior.



Gráfica. 8 Diseño de Revestidores

2.1.12. Problemas en la formación y estabilidad del pozo

1. Fracturas

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas de fallas y otras áreas sujetas a fuerzas

naturales. Las formaciones más antiguas, profundas y duras tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y nuevas.

Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas de fallas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hoyo. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático

El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hoyo, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas.

Las formaciones no consolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo o puenteando la sarta de perforación.

Problemas asociados:

- Pérdida de Circulación
- Derrumbes
- Incremento en el volumen de cortes.
- Rotación restringida, tubería en pega.
- Hoyo Agrandado
- velocidad anular disminuida
- limpieza de hoyo
- Ojos de llave, escalones (Ledges) y desviación.
- Torque Errático

CAPITULO III

METODOLÓGICO

3.1.MATRIZ DE INVOLUCRADOS

Tabla 6 Nombre tabla

GRUPOS DE INVOLUCRADOS	INTERESES	RECURSOS	ESTRATEGIAS DE SOLUCION
Empresas Petroleras Publicas Y Privadas	Acceso a la información del campo ISHPINGO TAMBOCOCHA	Información de las operaciones o direccionales en el campo	Con la información obtenida se realizará el respectivo análisis para reconocer los problemas que existen en el campo
Docente Colaborador	Guía en cuanto a el avance de la tesina	Revisión de los criterios de la tesina	Puntos establecidos para presentar los avances de la tesina
Institución Académica	Accesibilidad de paper, documentos y libros para la respectiva tesina	Información de los documentos para realizar la investigación	Se hace la utilización de la información para culminar la tesina

La metodología aplicada en este trabajo fue una búsqueda de información asociada a la teoría de operaciones direccionales del campo **Tambococha** parámetros de perforación, problemas que se han presentado durante el tiempo de producción del campo, propiedades reológicas de los fluidos de perforación, posibles accidentes que pueden ser ocasionados en la perforación de pozos en libros, papers, tesis de pregrado, tesis de maestría y publicaciones.

“El campo Tambococha se incorporó a la producción nacional de petróleo con 2.700 barriles provenientes del pozo Tambococha 3, que forma parte del Bloque 43, conformado por los campos: Ishpingo, Tambococha y Tiputini” (ITT); localizado en la provincia de Orellana.

El promedio de producción del Bloque 43 ITT, a febrero de 2018, es de 43.400 barriles de petróleo por día, mientras que los planes de la empresa pública Petroamazonas EP, hasta finales del 2018 es alcanzar una producción de 80.000 barriles diarios. De esta cifra, unos 35.000

barriles de petróleo serán de Tambococha. (Petroamazonas, El Campo Tambococha, parte del Bloque 43-ITT, 2018).

3.2. ÁRBOL DE PROBLEMAS

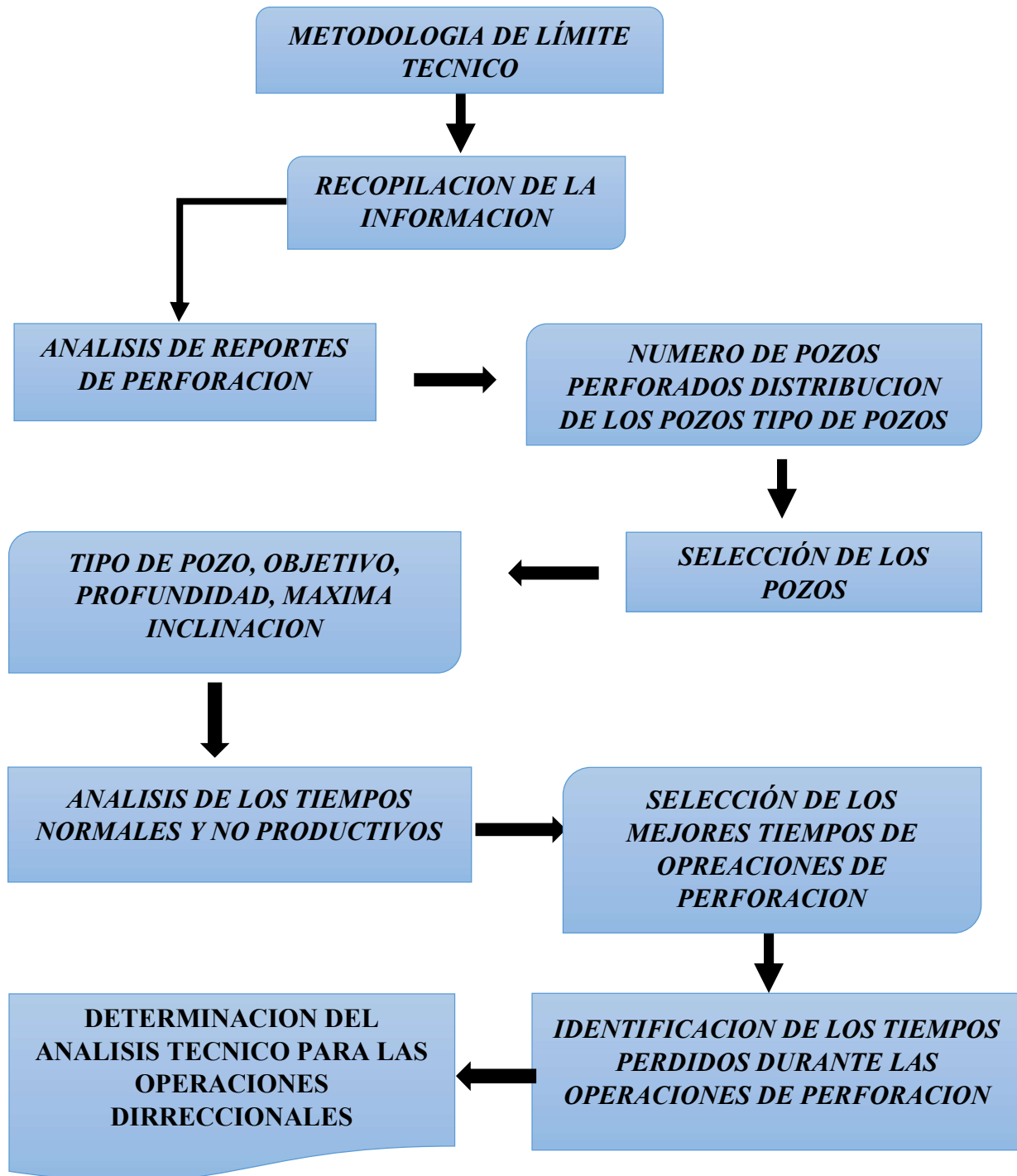


Diagrama. 1 Árbol de Problemas

3.3.ÁRBOL DE OBJETIVOS

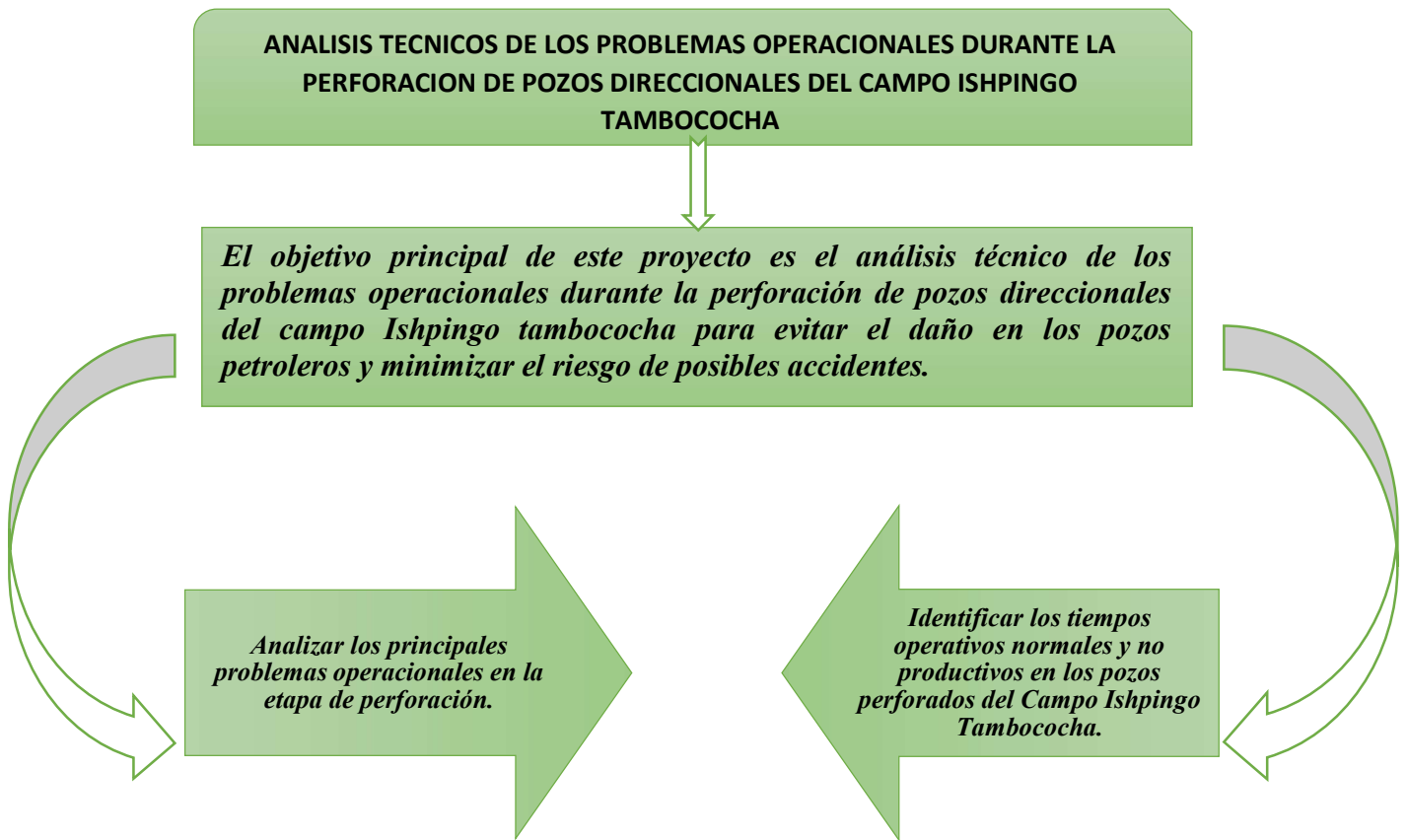


Diagrama. 2 Árbol de Objetivos

3.4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

- “Unas de las alternativas de solución consisten en que la Rata de Perforación (ROP), no es una medida adecuada para estimar la eficiencia de la perforación de los pozos.”
- Se analizó que no se debe realizar operaciones de acondicionamiento del agujero con caudales menores al caudal usado durante la perforación.
- Se debe tener precaución durante la corrida de casing, especialmente en los cuerpos de arena, debido a que se produce un escalonamiento al atravesar intercalaciones de

formaciones blandas y duras, para evitar problemas ya que estas zonas quedan en calibre y pueden dar puntos de apoyo para el casing.

- Se debe controlar la ROP durante la perforación de las arenas en toda la sección repasar por lo menos 2 veces esas zonas, para evitar la formación de escalones.

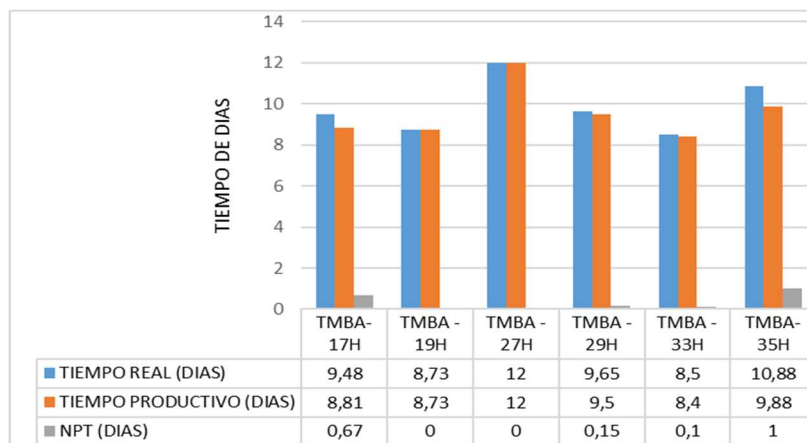
3.4.1. OPCIONES DE ALTERNATIVAS MÁS USADAS EN EL CAMPO.

“El campo Ishpingo Tambococha tiene reservas y recursos contingentes en, al menos, 287 millones de barriles de petróleo. El plan de desarrollo de este campo contempla la construcción de cuatro plataformas en el cual se encuentran ubicados 97 pozos petroleros con la técnica de perforación en racimo, con la finalidad de disminuir significativamente el uso de espacio en superficie”. (Petroamazonas, El Campo Tambococha, parte del Bloque 43-ITT, 2018).

3.4.2. CRITERIO DE ANÁLISIS PARA SELECCIONAR.

“Se realizó un análisis del tiempo real de las operaciones de perforación del Campo Tambococha para determinar los tiempos normales y no productivos en cada una de sus 3 secciones: 26 in, 12 in, 8 in”. (Petroamazonas, El Campo Tambococha, parte del Bloque 43-ITT, 2018).

Los resultados de este análisis permitirán identificar los mejores tiempos, velocidades y tasas de penetración requeridos para la construcción de la curva base.



Gráfica. 9 Tiempos reales en la Perforación

3.5. ACTIVIDADES PLANTEADAS

A continuación, se detallan otras actividades realizadas en la perforación de pozos en el campo Ishpingo – Tambococha.

Tabla 8 Grupos de Pozos para el análisis de Tiempos

GRUPOS PARA EL ANALISIS DE TIEMPOS ,CAMPO TAMBOCOCHA					
GRUPOS	PAD	Perfil	Profundidades	Objetivo	Máxima Inclinación
GRUPO I	A	Horizontal	Tendencias	M1	90°
GRUPO II	D		Similares		
GRUPO III	A	Direccional "Tipo J"	Tendencias	M1	30° – 60°
GRUPO IV	D		Similares		
GRUPO V	A	Direccional "Tipo J"	Tendencias	M1	>60
GRUPO VI	D		Similares		

3.6. MATRIZ DE MARCO LÓGICO

“La información necesaria para el desarrollo de este trabajo se obtuvo de los archivos pertenecientes al Bloque 43 disponibles en la base de datos de la empresa auspiciante (PETROAMAZONAS EP), principalmente se utilizaron planes de perforación, reportes diarios y

reportes finales de las compañías contratistas (geo mecánica, direccionales, brocas, lodos, cementación, etc.), esta información se seleccionó y almacenó en una base de datos para proceder a determinar el límite técnico en el Campo”.

3.7. REVISIÓN DE LITERATURA

3.7.1. ETAPA 1: BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN TÉCNICA Y CIENTÍFICA

Para la búsqueda de información de este trabajo esta constituido de dos partes: descriptivo y explicativo

➤ Descriptivo ya que en su desarrollo se explica los datos y las variables de perforación de pozos en el Campo Tambococha, de las acciones realizadas, lecciones aprendidas y recomendaciones en los pozos seleccionados optimizando a perforación.

➤ Explicativo consiste en determinar las causas que fueron ocasionados los problemas en el Campo Tambococha aumentando el tiempo de perforación.

3.7.2. ETAPA 3: PROCEDIMIENTO DE LA INFORMACIÓN ACORDE DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE IMPACTO

El procedimiento con respecto con la información básica de los pozos se realizó una distribución de los mismos por tipo de pozo, objetivo de perforación, máxima inclinación y profundidad total (MD) para obtener grupos con similares características que posteriormente se identificaron los tiempos y parámetros de perforación para los pozos de cada grupo.

3.7.3. ETAPA 4: APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ESTUDIO DE CASO PARA UN MEJOR ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN CON SUS SOLUCIONES

Para la aplicación de método de estudio se obtuvo información general de los pozos describiendo la información general que se encuentra dividida en los dos pads (Tambococha A y Tambococha D) con las perforaciones realizadas

Tabla 9 Información General de los Pozos

INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS, TAMBOCOHA A,2018						
POZOS	TIPO	PROFUNDIDAD TOTAL MD(ft)	Tiempo Real (días)	Objetivo Principal	Objetivo secundario	Máxima Inclinación
TMBA-009	Direccional tipo "J"	6390	9,13	M1	M2 Y U	35
TMBA-011H	Horizontal	9201	15,00	M1	NA	90
TMBA-013	Horizontal	6831	9,13	M1	NA	90
TMBA-015	Direccional tipo "J"	6997	9,85	M1	NA	55
TMBA-017h	Horizontal	7871	9,48	M1	NA	90
TMBA-019H	Horizontal	8209	8,73	M1	NA	90
TMBA-021H	Direccional tipo "J"	7918	9,54	M1	NA	65
TMBA-023H	Direccional tipo "J"	7577	9,79	M1	NA	68
TMBA-025H	Horizontal	6422	8,06	M1	NA	90
TMBA-033H	Horizontal	7629	8,50	M1	NA	90
TMBA-035H	Horizontal	8048	10,88	M1	NA	90
TMBA-037H	Direccional tipo "J"	6280	8,35	M1	NA	50
TMBA-27	Horizontal	7585	12,00	M1	NA	90
TMBA-29	Horizontal	7418	9,65	M1	NA	90
TMBA-31	Direccional tipo "J"	5350	7,27	M1	NA	27

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

Se realizó el análisis de tiempos que se emplean en las operaciones de perforación con el objetivo de identificar aquellas operaciones que nos permitan optimizar el proceso de perforación, que se puede utilizar en un futuro en las perforaciones.

4.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Para la determinación de los problemas en la perforación se determinó de los tiempos no productivos y tiempos invisibles, los tiempos no productivos se obtuvieron a partir del análisis de los tiempos reales, con la ayuda de los reportes diarios de perforación mientras que los tiempos perdidos invisibles se identificaron gracias a la estadística detallada de cada actividad. Los tiempos perdidos invisibles fueron difíciles de identificar ya que se encuentran ocultos dentro de los tiempos clasificados como normales, pero son operaciones donde se interviene más tiempo del que se debería emplear en una actividad normal.

“La muestra comprende los pozos perforados en la plataforma TAMBOCOCHA-A Y TAMBOCOCHA-D hasta el año 2018, en la que se han perforado 33 pozos de los cuales 16 son horizontales y 17 tipo J, distribuidos en dos PAD (TAMBOCOCHA A Y TAMBOCOCHA D)

El pozo TMBA-017H durante las operaciones de RIH del casing 13plg, 68-lbs/ft, K-55, registro un NPT de 24 horas detallado a continuación:

A la profundidad de 1320 ft se encuentra una restricción frente a una intercalación arenisca (Fm. Indiferenciado), se observa circulación y presiones estables por lo que se decide trabajar junta hacia arriba y abajo observando poco avance, por lo que se decide sacar a superficie para bajar BHA convencional y calibrar hoyo de 16-plg. Durante el viaje de calibración se realiza dos

repasos frente a intercalaciones de arenisca y en puntos donde encuentra apoyo”. (Petroamazonas, El Campo Tambococha, parte del Bloque 43-ITT, 2018).

El pozo TMBA-019H se perforo con altas ratas de perforación que redujo los tiempos de repaso, y se mantuvieron firmes los parámetros operacionales de limpieza de pozo.

4.2. ANÁLISIS DE TIEMPOS PRODUCTIVOS

- Se concluye que los tiempos reales de perforación se obtiene como resultado la suma de los tiempos normales o productivos y los tiempos no productivos, que se clasifican en los siguientes tiempos.
- Tiempos planos
- Tiempos de perforación

4.3. IDENTIFICACIÓN DE TIEMPOS PLANOS

“Se le denomina tiempo plano aquel tiempo que duran las actividades necesarias para la realización del pozo como puede ser corrida de revestidores, circulación de lodo, pruebas a (BOP), ensamble de (BHA), Que no están involucradas con la perforación del mismo por lo que el tiempo plano forma parte del tiempo productivo del pozo”.

Sección de 16 in:


- 🚧 “El pozo TMBA-019H registra el mejor tiempo (1 Hora)En este pozo únicamente se utilizó 1 BHA de perforación direccional constituido por: Broca PDC/ Power Drive/ Receiver Estabilizar / Pony Flex Collar/ MWD TELESCOPE 825+APWD+GR / GYRO SPHERE/ Float Sub”.
- 🚧 “El pozo TMBA-021H utilizó dos (BHA)empleando un total de 3.5 horas para el armado de los mismos. El primer (BHA) constituido con motor de fondo como herramienta direccional perforo hasta donde inicia el (KOP), posteriormente fue cambiado con un nuevo BHA equipado con POWER DRIVE”.


Sección de 12in:

“Los pozos TMBA-013H y TMBA-019H presentan los menores tiempos (2 horas). Para ambos casos se utilizó la misma configuración de (BHA): Broca PDC/ Power Drive/ Receiver Stabilizer/ Pony Flex Collar/ LWD ARC-8 (APWD-GR-RES) / MWD TELESCOPE 825 + GAMMA RAY + APWD /MONEL/ Float Sub”.


El pozo TMBA-019H se perforo con altas ratas de perforación que redujo los tiempos de repaso, y se mantuvieron firmes los parámetros operacionales de limpieza de pozo.


Sección de 12in:

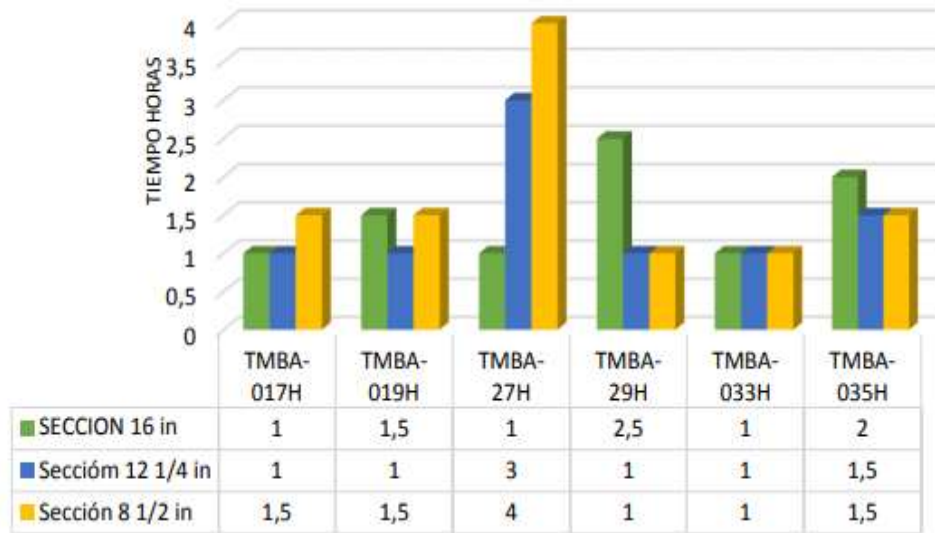
 “Los pozos TMBA-013H y TMBA-019H presentan los menores tiempos (2 horas). Para ambos casos se utilizó la misma configuración de (BHA): Broca PDC/ Power Drive/ Receiver Stabilizer/ Pony Flex Collar/ LWD ARC-8 (APWD-GR-RES) / MWD TELESCOPE 825 + GAMMA RAY + APWD /MONEL/ Float Sub”.

 “El pozo TMBA-21H utilizó dos (BHA)para esta sección. El primer (BHA) equipado con Power Drive presentó problemas en el avance (altas vibraciones) y en la construcción del ángulo por lo que es sacado a superficie para evaluación de broca y finalmente se cambia a un nuevo (BHA)”.

Sección de 8 in:

 “Los pozos TMBA-013H y TMBA-019H registran 2 horas para la ejecución de esta actividad. El (BHA) utilizado para ambos casos es el siguiente: Broca PDC / Power Drive/Short Hop Receiver (Slick) /PeriScope 675 /NeoScope/MWD TeleScope 675 /Monel /Float Sub/Downhole filter sub”.

 “En el pozo TMBA-19H, el primer BHA presentó falla en la herramienta LWD (NeoScope presenta intermitencia en la activación del PNG), en base a este problema se decidió cambiar de (BHA)”.



Gráfica. 10 Tiempos en desarmar BHA, Grupo I

4.4. TIPOS DE PROBLEMAS PRESENTADOS

4.4.1. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA CEMENTACIÓN

Tabla 10 Información de los pozos con problemas relacionados a falla en el sistema eléctrico, Tambococha A

POZO	SECCION	PROBLEMA	TIEMPO (HRS)	CAUSA DEL PROBLEMA	ACCIONES TOMADAS	ACCION PREVENTIVA
TMBD-003	12	Daños del generador	1	Falla electrónica	Cambio tarjeta electrónica	Mantenimiento preventivo
TMBD-005	12	Reparaciones al sistema eléctrico de malacate y TDS	2	Falla en sistema electrónico, bloqueo	Realiza circulación mientras electrónico repara	Monitorear con frecuencia los sistemas electrónicos de control
TMBD-028	12	Daño en tarjeta en la cabina del perforador	2	Falla en sistema electrónico, bloqueo	Cambio de tarjeta (freno del malacate)	Revisión frecuente de sistemas y eléctricos componentes
TMBD-030	16	Daño en generador	1	Falta de mantenimiento	Repara ventilador del taladro	Mejorar programa mantenimiento
TMBD-007	12	Contactador del compresor	1	Falla electrónica	Cambia conector del compresor	Mantenimiento preventivo de los aires acondicionados y sus elementos eléctricos

La siguiente tabla resume los casos en los pozos que se presentó los problemas asociados a la cementación.

Tabla 11 Información de los pozos con problemas relacionados con la cementación

Pozo	Sección	Problema	Tiempo (npt)(hrs)	Causa del problema	Acciones tomadas	Acción preventiva
TMBA 011	16	Moliendo de 227ft de Cemento	6,5	Fragüe prematuro de cemento	Se tuvo que parar el bombeo, como consecuencia se tuvo 277 ft cemento duro dentro del casing	Trazabilidad de ingreso y despacho de cemento, rediseñar lechadas y nuevos ensayos en locación
TMBA 023	16	Presencia de tranzas de cemento	7	Cambio en los materiales	Muele 730 ft de cemento dentro del casing	Probar y certificar equipos y materiales
TMBA 037	8,5	Testigos de cemento sin consistencia	1	Cemento sin fraguar de los testigos en superficie	Espera por fragüe de testigos	Verificar pruebas de laboratorio de lechadas

4.4.2. PROBLEMAS EN BHA.

Análisis del problema

En el pozo TMBD-028, se tiene problemas en la broca por lo que deciden sacar a superficie una vez en superficie se dan cuenta que los dientes de la broca están desgastados, se toma la decisión de desconectar broca, en ese momento se dan cuenta que esta deformado el bit braker por lo que no es posible desconectar la broca, después de varios intentos deciden armar un nuevo BHA.

4.4.3. PÉRDIDA DE ACEITE

Problemas ocasionados con la pérdida de aceite

Tabla 12 Información de los pozos con problemas relacionados a falla en el sistema eléctrico, Tambococha A

POZO	SECCIÓN	PROBLEMA	TIEMPO (N)	CAUSA DE PROBLEMA	ACCIONES TOMADAS	ACCIÓN PREVENTIVA
TMBD 003	16	LIQUEO	2	Perdida de aceite	Cambio de manguera Hidráulica en el top drive	Mantenimiento preventivo
TMBD 008	16	LIQUEO	4,5	Perdida de aceite	Cambia de orings del cilindro del freno	Mantenimiento preventivo
TMBD 014	12,25	LIQUEO	4	Perdida de aceite entre bridas y manifull	Repara falla en sello de bridas	Mantenimiento preventivo
TMBD 004	12,25	LIQUEO	1	Perdida de aceite en la bomba	Cambio de orings en la bomba	Mantenimiento preventivo
TMBD 022	12,25	LIQUEO	1	Perdida de aceite en la wash pipe	Cambio de orings	Mantenimiento preventivo

4.4.4. OTROS PROBLEMAS

Tabla 13 Información de los pozos con problemas relacionados a falla en el sistema eléctrico, Tambococha

POZO	SECCION	PROBLEMA	TIEMPO (NPT)(HRS)	CAUSA DEL PROBLEMA	ACCIONES TOMADAS	ACCION PREVENTIVA
TMBD- 003	12,25	BHA	4	Posible pega	BACKREAMING	Tener parámetros establecidos en el programa de perforación
TMBD- 005	12,25	VALVULA	0,5	Problema válvula de la BOMBA	Cambio de válvula	Mantenimiento bambas de lodo
TMBD- 028	8,5	VALVULA	1	Daño en válvula IBOP	Cambio rodillo en válvula	Mantenimiento preventivo

TMBD-030	12,25	Daño Neumático	1,5	Daño cuña Neumática	Cambia cuña neumática	Mantenimiento preventivo
TMBD-007	16	limpieza	4	Presencia de GUMBO	Retira BHA y flow line para limpieza	Realizar circulación después de cada operación

Se analizará los siguientes pozos horizontales **TMBA-017H, TMBA-019H, TMBA-27H, TMBA-29H, TMBA-033H, TMBA-035H** en las secciones de 16” ,12-1/4”,8-1/2”

Tabla 14 Rop Y Formaciones

ROP Y FORMACIONES ATRAVESADAS POR EL POZO IDEAL DEL GRUPO				
SECCIONES	PROFUNDIDAD DE ENTRADA	PROFUNDIDAD DE SALIDA	ROP	FORMACIONES
16”	52	4166	118,3	Indiferenciado, Orteguaza ,Tiyayacu
12 – ¼”	4166	6774	91,1	Tiyayacu, Tena
8 – ½”	6774	7871	43,88	Napo

4.5. SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Tabla 15 Pozo TMBA- 017H

PROBLEMAS	SOLUCIÓN
Se presentó empaquetamiento durante la corrida de casing de 13 in.	Se quebró una junta de casing de 13 in, se trabajó la sarta hasta retomar circulación en el pozo logrando estabilizar el caudal y la presión
Se presentó daño en las bombas de lodo al momento de realizar la prueba en la sección “B” del conjunto BOP. En los viajes de calibración se tuvo puntos de arrastre y de apoyo.	Personal de Mantenimiento del taladro reparó el daño en las bombas. Se densificó el fluido de perforación de 10.4 ppg a 10.6 ppg para una mejor limpieza de los cortes producto de la perforación.

Se presentó daño en el freno del malacate y en el top drive.

En los viajes de calibración se tuvo puntos de arrastre y apoyo.

En la primera y segunda corrida de registros eléctricos la herramienta no pasó por presentar apoyo.

En la corrida de liner de 7 in observó apoyo y empaquetamiento.

Personal de Mantenimiento del taladro reparó el daño en el freno del malacate y top drive.

En los viajes de calibración se tuvo que bajar la sarta con bombas encendidas, circulando hasta retornos limpios y bombeando píldoras viscosas, en ciertos casos se bajó con rotaria y se densificó el fluido de perforación de 9.3 ppg a 9.6 ppg.

En la primera corrida de registros eléctricos se tuvo que trabajar la sarta con la ayuda de la activación del martillo para liberar y así registrar la zona de interés, en la segunda corrida de registros eléctricos se intentó pasar la herramienta por varias ocasiones sin resultado por lo que se tuvo que realizar un viaje de calibración.

En la bajada del liner de 7 in se bajó circulando y maniobrando la sarta hasta obtener circulación además de bombear píldoras viscosas e incrementar el galonaje.

Tabla 16 Pozo TMBA- 019H

PROBLEMAS	SOLUCIÓN
<p>Al bajar la sarta direccional observó apoyo.</p> <p>En la corrida de casing de 13-3/8 in observó apoyo.</p>	<p>La sarta direccional se bajó con bomba y rotación en los apoyos.</p> <p>El casing de 13-3/8 in se tuvo que trabajar y con la ayuda de bombas se continuó bajando hasta llegar a punto de casing.</p>
<p>Al bajar o sacar la sarta direccional durante la perforación y en los viajes de calibración se observó arrastre y apoyo por presencia de arenisca cuarzosa y abundante lutita en las zarandas, esto provocó en una sarta de perforación que bajaron el desempeño de la broca, por lo que se decidió sacar a superficie.</p> <p>En la corrida de registros a hoyo abierto se presentó apoyo y arrastre al registrar.</p>	<p>Para superar los apoyos durante la perforación y los viajes de calibración se bombeó píldoras pesadas, se bajó circulando y rotando, además se incrementó el peso del fluido de perforación a 10.7 ppg por la presencia de las lutitas en zarandas, en los arrastres se bombeó píldora dispersa y píldora dispersa lubricante, así mismo se trabajó con bombas y rotación.</p> <p>Con el inconveniente en la corrida de registros eléctricos a hueco abierto se trabajó la sarta para liberar.</p>

<p>Presentó bloqueo en el sistema eléctrico del top drive, falla en bombas de lodo, daño en el cable de perforación y bloqueo en el sistema electrónico del malacate.</p>	<p>Personal de Mantenimiento del taladro reparó fallas en los diferentes equipos con sistemas eléctricos y electrónicos, además se cortó el cable de perforación en mal estado.</p>
<p>Presentó problemas de colgamiento de la sarta al deslizar.</p> <p>Se perdió comunicación de la herramienta al realizar la corrida de registros de presión, además de romperse el cable.</p> <p>Al sacar la sarta de acondicionamiento observó puntos apretados. En la corrida de liner de 7 in presentó apoyo.</p>	<p>Al presentarse el problema de colgamiento de la sarta se incrementó la lubricidad al sistema a 0.5 %.</p> <p>En la corrida de registros de presión debido a que se rompió el cable la herramienta fue recuperada después de algunos intentos de maniobrar la sarta por lo que la corrida de registros de presión quedó suspendida.</p> <p>En el apoyo observado al sacar la sarta se tuvo que trabajar en el punto apretado hasta liberar.</p> <p>Para la corrida del liner de 7 in se trabajó la sarta hacia arriba y hacia abajo para liberar y se bajó con bomba hasta llegar a la profundidad total.</p>

Tabla 17 Pozo TMBA- 21H

<p>PROBLEMAS</p>	<p>SOLUCIÓN</p>
<p>Presentó mucho ruido la herramienta de survey al probarla. Durante la perforación se observó puntos de apoyo y arrastres.</p> <p>En la corrida de casing de 13-3/8 in observó apoyo por alta presencia de lutitas.</p>	<p>Se circuló para tener una mejor lectura del gyro debido a que la señal no era buena, se recuperó la herramienta e instaló una nueva.</p> <p>Durante la perforación en los puntos de apoyo y arrastre se bombeó píldoras dispersas y viscosas para mejorar la limpieza del hoyo.</p> <p>En la corrida del casing de 13-3/8 in se trabajó con bomba por indicio de empaquetamiento y se incrementó el peso del fluido de perforación de 10.2 ppg a 10.8 ppg.</p>
<p>En los viajes de calibración se observó arrastres y apoyo lo que provocó que un BHA sea sacado a superficie por baja ROP.</p> <p>En la corrida de registros eléctricos no pasó la herramienta al realizar varios intentos.</p> <p>Presentó daño en el sistema acondicionador de</p>	<p>Al realizar los viajes de calibración al momento de bajar se lo hizo con bomba y rotación, se incrementó la lubricidad en el sistema para aumentar la ROP, se repasó hasta cinco veces en los apoyos y se continuó bajando con bombas por seguridad, al sacar la sarta se lo hizo con back reaming debido al gran material acumulado por</p>

<p>aire en el SCR</p>	<p>las repasadas en los viajes, esto provocó en un BHA sea sacado para cambio de broca.</p> <p>Por la gran cantidad de repasadas en los viajes la herramienta de registros eléctricos no pasó y se tuvo que realizar un viaje de control adicional.</p> <p>Personal de Mantenimiento del taladro reparó daño en el sistema acondicionador de aire</p>
<p>Se presentó arrastre y apoyo en los viajes de calibración. Se observó apoyo en la corrida de liner de 7 in.</p> <p>Presentó falla en el sistema de comunicación eléctrica del top drive, sistema de rotación del top drive y en el sistema de freno del malacate.</p>	<p>En los viajes de calibración se trabajó la sarta, se repasó dos veces los puntos con bomba y rotaria para pasarlos, finalmente se circuló.</p> <p>En la corrida del liner de 7 in se bajó con circulación como medida de seguridad hasta llegar a la profundidad total.</p> <p>Personal de Mantenimiento del taladro verificó funcionamiento de motores, reemplazó cables de potencia del top drive debido a un corto circuito y probó funcionamiento de top drive y malacate.</p>

4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se hizo un análisis en cuanto a los costos de una perforación direccional

Tabla 18 Costos de perforación

Descripción de Servicio	Costo
Servicio de direccional	\$ 251.732
Servicios de Gerenciamiento	\$ 45.836
Fluidos de Perforación	\$ 214.020
Cementación	\$ 172.999
Registros Eléctricos	\$ 19.110
Liner hanger	\$ 81.881
Brocas de Perforación	\$ 120.000
Servicios Integrados	\$ 398.030
Combustible de perforación	\$ 44.919
Tubería de revestimiento	\$ 164.205
Costos generales	\$ 45.950
Total	\$1.78.677,00

Para el análisis económico para este campo se visualizó las siguientes cifras en inversiones que incluyen los permisos, plataformas, líneas de flujo, centrales de procesos, perforación, completación de pozos y las demás facilidades necesarias para desarrollar.

La inversión que se dio inicialmente fue generada por los costos expuestos y la empresa contratista logran un descuento de 20% con el costo de inicio será de \$4.678.985,00

Tabla 19 Producción

	Producción BPPD	Precio del barril	Producción mensual	Ingreso total al mes	Costos de Perforación	Costos generales	Egresos totales	Flujo efectivo neto
								\$-4.678.985
	350,98	\$51	17.899,98	536.999,40	626.499,30	450.567,00	1.077.066,30	540.066,90
	350,43	\$51	17.871,93	536.116,59	625.517,55	450.567,00	1.076.084,55	539.967,96
	350,26	\$51	17.863,26	535.897,80	625.214,10	450.567,00	1.075.781,10	539.883,30
	345,45	\$51	17.617,95	528.615,00	616.628,25	450.567,00	1.067.195,25	538.580,25
	340,76	\$51	17.378,76	521.362,80	608.256,60	450.567,00	1.058.823,60	537.460,80
	340,67	\$51	17.374,17	521.225,10	608.095,95	450.567,00	1.058.662,95	537.437,85
	339,89	\$51	17.334,39	520.031,70	606.703,65	450.567,00	1.057.270,65	537.238,95
	338,95	\$51	17.286,45	518.593,50	605.025,75	450.567,00	1.055.592,75	536.999,25
	338,67	\$51	17.272,17	518.165,10	604.525,95	450.567,00	1.055.092,95	536.927,85
	335,98	\$51	17.134,98	514.049,40	599.724,30	450.567,00	1.050.291,30	536.241,90
	335,27	\$51	17.098,77	512.963,10	598.456,95	450.567,00	1.049.023,95	536.060,85

Tabla 20 Flujo Efectivo Neto

Meses	Producción BPPD	Precio del barril	Producción mensual	Ingreso total al mes	Costos de Perforación	Costos generales	Egresos totales	Flujo efectivo neto
								\$-4.678.985
1	350,98	\$51	17.899,98	536.999,40	626.499,30	450.567,00	1.077.066,30	540.066,90
2	350,43	\$51	17.871,93	536.116,59	625.517,55	450.567,00	1.076.084,55	539.967,96
3	350,26	\$51	17.863,26	535.897,80	625.214,10	450.567,00	1.075.781,10	539.883,30
4	345,45	\$51	17.617,95	528.615,00	616.628,25	450.567,00	1.067.195,25	538.580,25
5	340,76	\$51	17.378,76	521.362,80	608.256,60	450.567,00	1.058.823,60	537.460,80
6	340,67	\$51	17.374,17	521.225,10	608.095,95	450.567,00	1.058.662,95	537.437,85
7	339,89	\$51	17.334,39	520.031,70	606.703,65	450.567,00	1.057.270,65	537.238,95
8	338,95	\$51	17.286,45	518.593,50	605.025,75	450.567,00	1.055.592,75	536.999,25
9	338,67	\$51	17.272,17	518.165,10	604.525,95	450.567,00	1.055.092,95	536.927,85
10	335,98	\$51	17.134,98	514.049,40	599.724,30	450.567,00	1.050.291,30	536.241,90
11	335,27	\$51	17.098,77	512.963,10	598.456,95	450.567,00	1.049.023,95	536.060,85
12	333,89	\$51	17.028,39	510.851,70	595.993,65	450.567,00	1.046.560,65	535.708,95
TOTAL			209.161,20	6.274.871,19	7.320.642,00	5.406.804,00	12.727.446,00	6.452.575

Tabla 21 Valores de Van y Tir

mes	Producción BPPD	Precio del barril	Producción mensual	Ingreso total al mes	Costos de Perforación	Costos generales	Egresos total	Flujo efectivo neto
								\$-4.678.985
1	350,98	\$51	17.899,98	536.999,40	626.499,30	450.567,00	1.077.066,30	540.066,90
2	350,43	\$51	17.871,93	536.116,59	625.517,55	450.567,00	1.076.084,55	539.967,96
3	350,26	\$51	17.863,26	535.897,80	625.214,10	450.567,00	1.075.781,10	539.883,30
4	345,45	\$51	17.617,95	528.615,00	616.628,25	450.567,00	1.067.195,25	538.580,25
5	340,76	\$51	17.378,76	521.362,80	608.256,60	450.567,00	1.058.823,60	537.460,80
6	340,67	\$51	17.374,17	521.225,10	608.095,95	450.567,00	1.058.662,95	537.437,85
7	339,89	\$51	17.334,39	520.031,70	606.703,65	450.567,00	1.057.270,65	537.238,95
8	338,95	\$51	17.286,45	518.593,50	605.025,75	450.567,00	1.055.592,75	536.999,25
9	338,67	\$51	17.272,17	518.165,10	604.525,95	450.567,00	1.055.092,95	536.927,85
10	335,98	\$51	17.134,98	514.049,40	599.724,30	450.567,00	1.050.291,30	536.241,90
11	335,27	\$51	17.098,77	512.963,10	598.456,95	450.567,00	1.049.023,95	536.060,85
12	333,89	\$51	17.028,39	510.851,70	595.993,65	450.567,00	1.046.560,65	535.708,95
TOTAL			209.161,20	6.274.871,19	7.320.642,00	5.406.804,00	12.727.446,00	6.452.575

Después de realizar el análisis de flujo neto, se calculan los valores del VAN (Valor Actual Neto) donde se obtuvo el resultado de 100,879,59 ,donde es aceptable ya que el valor es positivo ,luego se obtuvo el TIR (Tasa Interna de Retorno) es

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- La metodología que se aplicó para este proyecto nos ayudó a la observación de los tiempos normales que se emplean durante la perforación de los pozos en el Campo Tambococha, que a su vez reduce el tiempo estimado en pozos horizontales.
- El Análisis técnico para la perforación de pozos direccionales tipo J tiene una inclinación de 30°
- El porcentaje más alto de NPT en la plataforma Tambococha se asocia a un 29% por problemas durante la bajada del casing de 13plg.
- Se concluyó que el análisis económico hubo una inversión de 12.675.987 ,89 para la perforación 3 campos en el campo tambocha para lo cual se recupera en un año

RECOMENDACIONES:

- Aplicar la metodología de análisis técnico para la perforación de futuros pozos en el Campo Tambococha y extender el estudio hacia otros campos para así tener un mayor conocimiento en cuanto a este campo.
- Las compañías petroleras deben brindar la información necesaria para la realización de trabajos de investigación que sirven de prácticas para nuestra profesión
- Tener precaución durante la corrida de casing, en los cuerpos de arena, debido a que se produce un escalonamiento al atravesar intercalaciones de formaciones blandas y duras, ya que estas zonas quedan en calibre y pueden dar puntos de apoyo para el casing.
- De los tiempos obtenidos para cada grupo se recomienda trabajar con un margen de error de un día, a fin de evitar presionar a las compañías con el cumplimiento de estos tiempos pudiendo ocasionar accidentes durante las operaciones de perforación.
- En la perforación de pozos direccionales, aplicar RPM máximas en construcción de tangente; así como también mantener una rotación constante en las zonas de arenas para evitar pega diferencial de la tubería.

BIBLIOGRAFÍAS

TESIS - INCORPORACIÓN DE NUEVAS ÁREAS DE EXPLOTACIÓN HIDROCARBURÍFERA COMO ESTRATEGIAS PARA LA SEGURIDAD Y DESARROLLO DEL PAÍS

<http://repositorio.iaen.edu.ec/bitstream/24000/481/1/ORDO%C3%91EZ%20GALO%202000.pdf>

DOCUMENTO - TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA BLOQUE 31 - ECUADOR

https://www.academia.edu/13384026/T%C3%89CNICAS_DE_CONTROL_DE_ARENA_BLOQUE_31_-_ECUADOR?auto=download

NOTICIAS – EL COMERCIO

<https://www.elcomercio.com/actualidad/plataformas-campo-ishpingo-petroleo-explotacion.html>.

SERVICIOS ESPECÍFICOS INTEGRADOS CON FINANCIAMIENTO PARA LA PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO ITT ÁREA TAMBOCOCHA

<https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/01/12-27-19-Concurso-de-Ofertas-396-PAM-EP-Perforacio%CC%81n-Tambococha-FINAL.pdf>

TESIS- ESTUDIO DEL LÍMITE TÉCNICO EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO TAMBOCOCHA DEL BLOQUE 43

<http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/18761/1/T-UCE-0012-FIG-113.pdf>

TESIS- “GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES APLICANDO TECNOLOGÍA GYRO WHILE DRILLING (GWD) PARA OPTIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN ZONAS MEDIOAMBIENTALMENTE SENSIBLES EN EL CAMPO ITT

<https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/4613/UPSE-TIP-2018-0017.pdf?sequence=3&isA>