



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

TEMA:

**“ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA
PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN
ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA
PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN
ECUADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN

TUTOR:

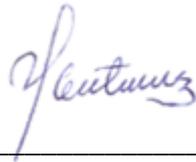
ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



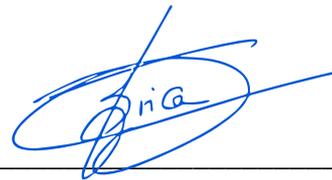
Ing. Marllelis Gutiérrez Hiestroza, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Lic. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres José y Doris quienes con su amor, apoyo, confianza y sacrificio me han permitido llegar a cumplir una de mis metas.

También a mis hermanos Kevin y José por su cariño y apoyo durante todo este proceso.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR**” elaborado por la estudiante **JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **6%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

URKUND	
Documento	Tesis Jaliveth Soto.pdf (D158347168)
Presentado	2023-02-10 08:47 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.arkund.com
Mensaje	TRABAJO DE TITULACIÓN JALIVETH SOTO Mostrar el mensaje completo 6% de estas 26 páginas, se componen de texto presente en 12 fuentes.



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink that reads "Jaliveth Soto". The signature is written in a cursive style and is positioned above a horizontal line.

JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN

Autora de Tesis

C.I. 0923172134

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR”** previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por el Srta. **JALIVETH DAMARYS SOTO LAVAYEN**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 17 de febrero de 2023

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **“Estudio de problemas operacionales en la perforación de un pozo tipo “S” en el bloque 54 en Ecuador.”**, elaborado por **Jaliveth Damarys Soto Lavayen**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de **Ingeniero de Petróleo de la Universidad estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.**

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los diecisiete días del mes de febrero de dos mil veintitrés.

Atentamente

Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme dado fortaleza y sabiduría durante toda mi vida.

Mis eternos agradecimientos a mis padres que fueron y serán mis mayores promotores durante mi vida, por ser el pilar fundamental, por el apoyo moral y económico, por los consejos, y sobre todo por su amor.

Al Ing. Carlos Portilla, por su apoyo como tutor durante este trabajo, y por ser docente durante mi carrera universitaria.

A la Dra. Erica Lorenzo, por ser docente de la asignatura UIC y por brindarme sus conocimientos a lo largo de mi formación profesional.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haberme brindado la oportunidad de estudiar en ella y formarme profesionalmente. Y a todos mis docentes, por enseñarme y por el conocimiento adquirido durante estos años.

A mis amigos por el apoyo brindado para cumplir con esta meta y por haber compartido horas de estudios. También a mi novio Anibal Campaña, por haberme acompañado y apoyado durante mi formación como profesional.

CONTENIDO

	pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTO	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 JUSTIFICACIÓN	1
1.3 ANTECEDENTES	2
1.4 HIPÓTESIS.....	5
1.5 OBJETIVOS	6
1.5.1 Objetivo General.....	6
1.5.2 Objetivos Específicos.	6

1.6	ALCANCE.....	6
1.7	VARIABLES	6
1.7.1	Variables Independientes.....	6
1.7.2	Variables Dependientes.	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		7
2.1	PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO	7
2.2	TIPOS DE PERFORACIÓN	7
2.2.1	Perforación por percusión o con cable.	7
2.2.2	Perforación rotativa.	7
2.2.3	Perforación rotopercutante.	8
2.2.4	Turboperforación.....	8
2.2.5	Perforación direccional.....	8
2.2.6	Perforación abrasiva.	8
2.3	TIPOS DE POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA.....	9
2.3.1	Pozos verticales.	9
2.3.2	Pozos direccionales.....	9
2.3.3	Pozos multilaterales.....	12
2.4	ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)	12
2.4.1	Broca.....	12
2.4.2	Tubería de perforación (Drill pipe).	13
2.4.3	Collar de perforación o lastrabarreras (Drill collar).	13
2.4.4	Tubería de perforación pesada (Heavy Weight Drill Pipe HWDP).	13
2.4.5	Martillo (Jar).....	14
2.4.6	Estabilizadores.....	14
2.4.7	Flotador sustituto (Float Sub).....	14
2.4.8	Sustituto de broca (Bit Sub).....	15
2.4.9	Válvula flotadora (Float Valve).....	15
2.4.10	Herramienta de traspaso (Crossover).	15

2.5	PRINCIPIOS BÁSICOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL BHA.....	15
2.5.1	Principio de Fulcrum.	15
2.5.2	Principio de Packed Hole Assembly.	15
2.5.3	Principio de Pendulum.....	16
2.6	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	16
2.6.1	Funciones de los fluidos de perforación.	16
2.6.2	Ciclo de los fluidos de perforación.....	17
2.6.3	Propiedades de los fluidos de perforación.....	17
2.6.4	Tipos de fluido de perforación.....	19
2.7	CONTROL DE SÓLIDOS	20
2.7.1	Equipos de control de sólidos.....	20
2.8	PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN	22
2.6.1	Presencia de arcillas – formaciones arcillosas.....	22
2.6.2	Secciones salinas.	22
2.6.3	Pérdida de circulación.	22
2.6.4	Reventón.....	22
2.6.5	Vibraciones en la sarta de perforación.	23
2.6.6	Pega de tubería.....	23
2.6.7	Pesca.....	24
2.6.8	Embolamiento de broca.....	24
2.9	TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	24
2.9.1	Tiempo planificado.....	24
2.9.3	Tiempo productivo.	25
2.9.4	Tiempo no productivo.	25
2.9.5	Tiempo invisible.....	25
	CÁPITULO III: METODOLOGÍA.....	27
3.1	METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	27
3.1.1	Tipo de investigación.....	27

3.1.2	Recopilación de información.....	27
3.1.3	Población y muestra.....	27
3.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	28
3.2.1	Selección del método.....	28
3.3	INFORMACIÓN TÉCNICA DEL POZO ESTUDIADO	28
3.3.1	Datos generales del pozo.	28
3.3.2	Litología atravesada en la perforación.....	28
3.3.3	Configuración del BHA.....	29
3.3.4	Brocas usadas durante la perforación.	30
3.3.5	Fluidos de perforación usados.	31
3.3.6	Tuberías de revestimiento.....	31
3.3.7	Equipo de control de sólidos	32
3.3.8	Diseño mecánico del pozo.....	32
	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	34
4.1	Análisis de resultados	34
4.1.1	Sección 16”.....	34
4.1.2	Sección 12 ¼”.....	35
4.1.3	Sección 8 ½”	36
	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	37
5.1	CONCLUSIONES	37
5.2	RECOMENDACIONES.....	38
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema del pozo vertical.	9
Figura 2. Esquema del pozo horizontal.	9
Figura 3. Esquema del pozo tipo "J".	10
Figura 4. Esquema del pozo tipo "J" modificado.	10
Figura 5. Esquema del pozo tipo "S".....	11
Figura 6. Esquema del pozo tipo "S" modificado.	11
Figura 7. Diseño mecánico del pozo JSL-01 elaborado en Canva.	33

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Datos generales del pozo JSL-01.	28
Tabla 2. Topes de las formaciones pronosticada en el pozo JSL-01.....	29
Tabla 3. Configuración del BHA de la sección superficial de 16" del pozo JSL-01.	29
Tabla 4. Configuración del BHA de la sección intermedia de 12 ¼" del pozo JSL-01.	30
Tabla 5. Configuración del BHA de la sección 8 ½" del pozo JSL-01.	30
Tabla 6. Brocas usadas durante la perforación en el pozo JSL-01.....	31
Tabla 7. Fluidos de perforación usados en el pozo JSL-01.....	31
Tabla 8. Asentamiento de las tuberías de revestimiento.	31
Tabla 9. Número de mallas aproximadas, número API para las zarandas y limpiadores de lodos que se emplearon en cada sección del pozo JSL-01.	32

“ESTUDIO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO TIPO “S” EN EL BLOQUE 54 EN ECUADOR”

RESUMEN

El presente trabajo de titulación muestra un estudio de los problemas operacionales realizados en las tres secciones (16”, 12 ¼” y 8 ½”) perforadas de un pozo direccional tipo “S” ubicado en el Bloque 54, donde se establece estrategias para minimizar los tiempos no productivos durante la perforación. La metodología empleada se denomina trabajo posterior, que consiste en analizar cada problema que se presentó, para así dar una solución; con la finalidad de evitar dichos inconvenientes en próximos trabajos. En los resultados obtenidos se detallan los problemas que se presentaron en cada sección y se determina el motivo por el cual se suscitó. Además, se detallan los daños en el equipo de control de sólidos, se describe el volumen de cortes que se generó y se especifica las horas del tiempo no productivo ocasionado en las tres secciones. Se concluye que un correcto diseño de ensamblaje de fondo evita viajes innecesarios a la superficie, además, se debe tener en cuenta cuando se perfora las diferentes formaciones, y para finalizar se sugieren disposiciones o estrategias que se tomarán en cuenta en futuros trabajos.

PALABRAS CLAVES: PERFORACIÓN DIRECCIONAL/ PROBLEMAS OPERACIONALES/ TIEMPO NO PRODUCTIVO

“STUDY OF OPERATIONAL PROBLEMS IN THE DRILLING OF AN "S" TYPE WELL IN BLOCK 54 IN ECUADOR”

ABSTRACT

This titling work shows a study of the operational problems carried out in the three sections (16", 12 ¼" and 8 ½") drilled from a type "S" directional well located in Block 54, where strategies are established to minimize non-productive times during drilling. The methodology used is called Post Job, which consists of analyzing each problem that arose, in order to provide a solution; in order to avoid said inconveniences in future works. In the results obtained, the problems that arose in each section are detailed and the reason for which it arose is determined. In addition, the damage to the solids control equipment is detailed, the volume of cuts that was generated is described, and the hours of non-productive time caused in the three sections are specified. It is concluded that a correct bottom assembly design avoids unnecessary trips to the surface, in addition, it must be taken into account when drilling the different formations, and finally, provisions or strategies are suggested that will be taken into account in future works.

**KEYWORDS: DIRECTIONAL DRILLING/ OPERATIONAL PROBLEMS/
NON-PRODUCTIVE TIME**

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los problemas operacionales que se presentan durante la perforación direccional de pozos petroleros tipo “S” dados en el bloque 54 del oriente ecuatoriano, tales como pega de tubería, embolamiento de broca, pérdida de circulación, entre otros, dificultan y retrasan el programa de la perforación, de esta manera ocasionan tiempos adicionales el cual se denomina tiempos no productivos o en inglés non productive time (NPT).

Cuando se presentan los problemas antes mencionados en la perforación los operadores deben de buscar soluciones a dichos inconvenientes dejando a un lado su labor prioritaria, en donde ellos invierten tiempo y dinero, razones por la cual en la industria petrolera son factores muy importantes debido a que se debe de minimizar todo el tiempo adicional y costos en la producción. Por tal motivo, se realiza un estudio de los problemas que generan los NPT para plantear medidas de prevención que se las pueda aplicar en futuras perforaciones, a su vez mejorar la eficiencia de la perforación y reducir los costos asociados a los NPT.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La perforación direccional de pozos tipo “S” es un método fundamental que permite el alcance a zonas inaccesibles, por lo que requiere mucho cuidado y una excelente supervisión al momento de presentar problemas en la configuración del BHA (botton hole assembly o ensamblaje de fondo), el tipo de fluido a utilizar y control de sólidos en suspensión. Los problemas ocasionan una interrupción en la perforación, es decir, generan un retraso, por lo que se debe de actuar de manera inmediata para recuperar la continuidad del proceso dado que el tiempo es un factor negativo al solucionar un problema.

1.3 ANTECEDENTES

En el año 2001 en Venezuela, Alexander Castaño, realizó un análisis cuantitativo de riesgos aplicado a proyectos de perforación de pozos, éste enfoca una metodología que permita cuantificar los factores de riesgo y determinar las probabilidades de ocurrencia de eventos imprevistos en proyectos de perforación de pozos, como una herramienta que facilite la toma de decisiones (técnica y gerencial) durante las etapas de planificación y de ejecución de tales proyectos.

En el año 2019 en Perú, Alexis Herrera, efectuó el estudio de mejoras en la perforación de pozos verticales y direccionales en operaciones del noroeste, el cual está enfocado en la optimización de la operación de perforación de pozos verticales y direccionales mediante la caracterización en los campos del noroeste para ahorrar recursos de inversión a la empresa, también identificó los principales problemas presentados durante la perforación y la caracterización a través de pozos aplicativos, con eso identificó las posibles causas de los mismo para plantear soluciones.

En el año 2019 en México, Aldo Cruz y Elí Del Carmen, realizaron la identificación de problemas de atrampamiento de sarta y brotes durante la perforación, dando como resultado que los brotes se producen por una diferencia de presión entre la formación y la ejercida por la columna hidrostática del lodo de perforación, este problema es evitado si se tiene una adecuada densidad de lodo, el llenado suficiente durante viajes, el monitoreo constante de las presiones en superficie, monitoreo de los pesos de lodo, velocidad adecuada en las operaciones de introducción y extracción de sarta.

En el 2008 en Ecuador, Mauricio Coloma, realizó una evaluación de ensamblajes de fondo (BHA) para optimizar el tiempo de perforación en pozos direccionales en el campo Sacha, en donde concluyó que a medida que aumenta la flexibilidad de la tubería de perforación y sus componentes, mayor será la tasa de construcción angular, además expresa que el colgamiento de la sarta se produce debido al porcentaje alto de perforación orientada y a que algunas formaciones no son completamente homogéneas como Tena.

En el año 2008 en Ecuador, Jaime Moreno, realizó un análisis y selección entre ensamblajes de fondo convencional y rotatorio para la perforación de pozos direccionales en los campos del bloque 15, el cual se enfoca en el análisis del comportamiento de los

ensamblajes de fondo convencional y rotatorio de los pozos perforados, además se realizó un análisis en cual se basa en el tiempo de perforación, calibración del hoyo, y el desempeño de la herramienta a través de las diferentes formaciones.

En el año 2012 en Ecuador, Leonardo Soque y Josué Vásquez, efectuaron un estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente ecuatoriano, teniendo como resultado que la falta de viajes de reacondicionamiento durante la perforación aumenta el riesgo a que se produzcan empaquetamientos y/o pérdidas de los pozos, además la falta de bombeo de píldora de limpieza habría contribuido inclusive a la presentación de problemas de empaquetamiento, consecuencias debido a la falta de limpieza en los pozos durante la perforación.

En el año 2013 en Ecuador, Juan Proaño y Diego Villamarin, realizaron un análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la Amazonía ecuatoriana donde concluyeron que existe una gran cantidad de factores que inciden en la pega de tubería, por lo que es necesario conocer las formaciones que se van a atravesar y la litología correspondiente a esa formación; con este conocimiento previo, se podrá aplicar parámetros de perforación (tasas de penetración, revoluciones por minuto, ángulo de desviación, profundidad) y de fluidos (viscosidad, peso del lodo, velocidad anular, régimen de flujo), adecuados para obtener una limpieza óptima del pozo que evite o disminuya la probabilidad de pega de tubería.

En el 2014 en Ecuador, Pablo Flores y Darwin (P. Flores y Valle, 2014), presentaron una propuesta de nuevos pozos en el campo Amistad, mediante el análisis de los problemas presentados en la perforación de los pozos Amistad 5 y 7 del Golfo de Guayaquil, con el objetivo de optimizar las operaciones de perforación el cual está enfocado en proponer alternativas, las mismas que serán tomadas en consideración en futuras perforaciones de nuevos pozos y minimizar estos problemas operativos, disminuyendo costos y tiempo de perforación, además concluye que los eventos operacionales están relacionados a fallas en el top drive, daño en el sistema eléctrico del taladro, bombas de lodo, los mismos que al no funcionar adecuadamente dieron origen a ciertos eventos presentados durante la perforación de los pozos de dichos campos.

En el año 2014 en Ecuador, Héctor Morán, efectuó un análisis del proceso de perforación direccional de pozos petroleros en el campo Auca de la Amazonía ecuatoriana para la reducción de tiempos no productivos, teniendo como resultado que el tiempo de perforación de un pozo se puede disminuir considerablemente si se corren menos BHA y brocas por sección, esto tiene que ver con un plan direccional y de brocas de forma adecuada pero que se debe ir actualizando constantemente de acuerdo a los problemas.

En el año 2014 en Ecuador, Danny Ramírez, efectuó el estudio de optimización de prácticas operacionales en la perforación de pozos del oriente ecuatoriano para la reducción de tiempo no productivo y de tiempo invisible ILT, concluyó que en las operaciones de viajes del BHA o sarta de perforación se determinó que los puntos de apoyos y apretados se dieron por cambios de la configuración del ensamble del fondo, además los tiempos considerados no productivos fueron causado por las herramientas del ensamblaje de fondo, bombas, acondicionamiento del hoyo y los equipos del taladro.

En el año 2015 en Ecuador, Oscar Santos, realizó un estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2, teniendo como resultado que la perforación de estos pozos aplicando las actuales tecnologías y las mejores prácticas operacionales de perforación pueden asegurar el uso de distribución de los recursos asignados de manera eficiente, también se evidenció que en la práctica de la perforación direccional se está expuesto a la aparición de los ojos de llave y embolamiento de broca, por lo que una buena configuración en el BHA que va a ser bajado al pozo de la tubería extra pesada es de importancia para dar más rigidez en el fondo.

En el año 2015 Ecuador, Kevin León, realizó un estudio y planteamiento de los problemas en la perforación de pozos para producción, ocasionados por pega de tubería, en el campo Oso bloque 7, del oriente ecuatoriano, él mismo está enfocado principalmente en analizar cuáles son los distintos problemas que generaron una pega de tubería en el proceso de perforación de un pozo para producción en el campo Oso, ya sean estos de tipo “J”, “S” y horizontal. El estudio plantea soluciones a las pegas de tubería que se están dando en el campo, mediante el uso de los datos de los pozos afectados se buscará las distintas soluciones viables para la resolución de los problemas, ya sean estos de pega diferencial, empaquetamiento o problemas de geometría del hoyo.

En el año 2016 en Ecuador, Henry Chanatásig, realizó un análisis técnico de problemas durante la perforación de pozos direccionales ubicados en el campo Sacha, la investigación está enfocada en analizar los problemas operativos que provocan extensos tiempos en la etapa de perforación de pozos en el campo Sacha, para proponer soluciones que permitan optimizar la perforación, además acorde al análisis realizado, se implementan soluciones técnicas a desarrollar en el presente trabajo con el objetivo de reducir riesgos operativos y el tiempo de perforación de nuevos pozos en el campo Sacha.

En el año 2016 en Ecuador, Marco Chacón, efectuó una elaboración de propuestas técnicas para disminuir los tiempos no productivos de perforación en el campo Sacha, cuya conclusión es que los problemas vinculados a las operaciones de colgamiento de liner estuvieron atribuidos a complicaciones en el mecanismo de liberación del setting tool, la falta de hermeticidad de presión para activar el colgador hidráulico, y un sello insuficiente del top packer en el espacio anular de la sección entubada del pozo.

En el año 2018 en Ecuador, Héctor León, realizó un análisis técnico de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Shushufindi, su conclusión consiste en que muchos de los problemas encontrados en la perforación de los pozos de estudios ocurrieron por no prestar una adecuada atención al plan realizado, también nos dice que la perforación de presión controlada (MPD) se está volviendo cada vez más popular como un medio para superar ciertos problemas de perforación.

1.4 HIPÓTESIS

Mediante el estudio de un pozo tipo “S” en el bloque 54 ubicado en el oriente del Ecuador, se reconocerá los problemas operacionales el cual será un trabajo referente para mejorar la toma de decisiones en las próximas perforaciones, de esta manera se podrá evitar pérdidas económicas innecesarias y reducir el tiempo no productivo.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General.

Analizar los problemas operacionales que se presentan en la perforación de un pozo tipo “S” en el bloque 54 en Ecuador para tomar medidas de prevención en futuras perforaciones.

1.5.2 Objetivos Específicos.

- Evaluar la configuración del BHA que se utilizará en la perforación del pozo para identificar problemas que se puedan originar.
- Analizar el comportamiento de los equipos de sólidos para identificar problemas con sólidos de baja gravedad.
- Establecer estrategias para minimizar los tiempos no productivos durante la perforación.

1.6 ALCANCE

El estudio engloba datos técnicos de un pozo direccional tipo “S” ubicado en el bloque 54 de la provincia de Sucumbíos, Ecuador.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Independientes.

- Trayectoria del pozo.
- Litología del bloque 54.

1.7.2 Variables Dependientes.

- Configuración del BHA.
- Tipo de fluido de perforación.
- Problemas durante la perforación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

El proceso de perforación consiste en hacer un agujero mediante la rotación de la sarta de perforación y la aplicación de una fuerza de empuje en el fondo, utilizando una barrena (Méndez, 2013).

2.2 TIPOS DE PERFORACIÓN

2.2.1 Perforación por percusión o con cable.

La perforación a percusión o también llamado perforación con cable sirve para perforar las formaciones en la cual se utiliza una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura por peso) de la barrena contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación (Barberii, 2001).

2.2.2 Perforación rotativa.

La perforación rotatoria se usa principalmente para perforar agujeros grandes con la finalidad de extraer petróleo. La rotación es proporcionada por un motor hidráulico o eléctrico, en donde las velocidades de rotación a menudo varían de 50 a 120 revoluciones por minuto (RPM). Las brocas más usadas en esta perforación es la tricónica cubierta por muchos dientes que giran libremente como un engranaje que tritura la roca a medida que gira la barrena. Una de las desventajas de dicha perforación es que no es adecuado para perforar pozos inclinados (Zhang, 2016).

2.2.3 Perforación rotopercutante.

La perforación rotopercutante, o por rotación y percusión, es un método combinado en el que una barrena rotativa utiliza un líquido hidráulico circulante para accionar un mecanismo tipo martillo, creando así una serie de rápidos golpes de percusión que permiten que la barrena perfora y simultáneamente triture la tierra (Kraus, 1998).

2.2.4 Turboperforación.

La turboperforación se basa en el principio de funcionamiento de una turbina hidráulica (con rotores y estatores) situada encima de la barrena y accionada por la circulación del fluido de perforación. Es un método moderno con el que se obtienen grandes velocidades mecánicas, aumento de las profundidades, así como mayor posibilidad de desvío de los pozos inclinados dirigidos y horizontales (Fernández, 2014).

2.2.5 Perforación direccional.

La perforación direccional es la ciencia y el arte de desviar un pozo a lo largo de un curso planificado desde una ubicación inicial hasta una ubicación objetivo, ambas definidas con un sistema de coordenadas dado. Un pozo direccional típico comienza con un pozo vertical, luego se inicia de modo que la ubicación del fondo del pozo puede terminar a cientos o miles de pies o metros de distancia de su punto de partida (Schlumberger, 2001).

2.2.6 Perforación abrasiva.

La perforación abrasiva es un método en el que se utiliza un material abrasivo a presión (en lugar de una barra con barrena) para atravesar los sustratos. Otros métodos son la perforación con explosivos y la perforación con llama (Kraus, 1998).

2.3 TIPOS DE POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA

2.3.1 Pozos verticales.

Los pozos verticales son pozos rectos (Straight Wells) que no tienen ninguna desviación planificada con respecto a la vertical, como se puede observar en la *Figura 1* (J. Herrera, 2020).

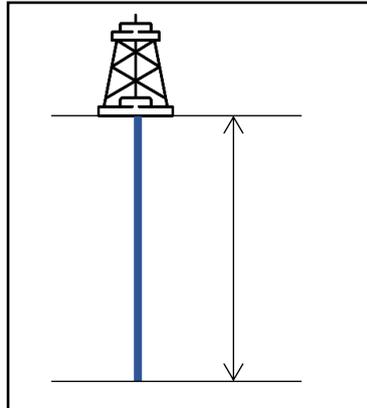


Figura 1. Esquema del pozo vertical.

2.3.2 Pozos direccionales.

Los pozos direccionales cuentan con una desviación la cual se planifica y se dirige a lo largo de una trayectoria predeterminada para alcanzar un objetivo subterráneo (Farah, 2013). A continuación, se presentan los diferentes tipos de pozos direccionales:

- a) **Pozo horizontal:** Un pozo horizontal se define como un pozo con un ángulo de inclinación de 90 grados con respecto a la vertical, teniendo en cuenta que se requiere de un ensamblaje especial para poder obtener los grados de inclinación máximo para alcanzar el objetivo, ver *Figura 2* (Rabia, 2002).

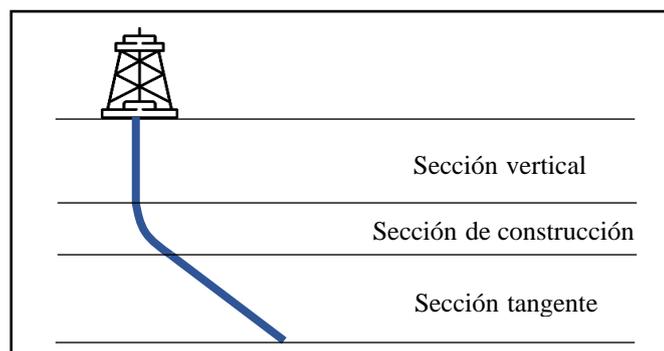


Figura 2. Esquema del pozo horizontal.

- b) **Pozo tipo "J"**: La forma del pozo tipo 'J' se compone de una sección vertical inicial hasta el punto de 'kick off point' (KOP); seguida de una curva de radio constante determinada por la "velocidad de construcción" hasta el final de la sección de construcción (EOB), seguida de una sección recta en un ángulo constante desde la vertical (sección tangente), como se puede observar en la *Figura 3* (Hole, 2006).

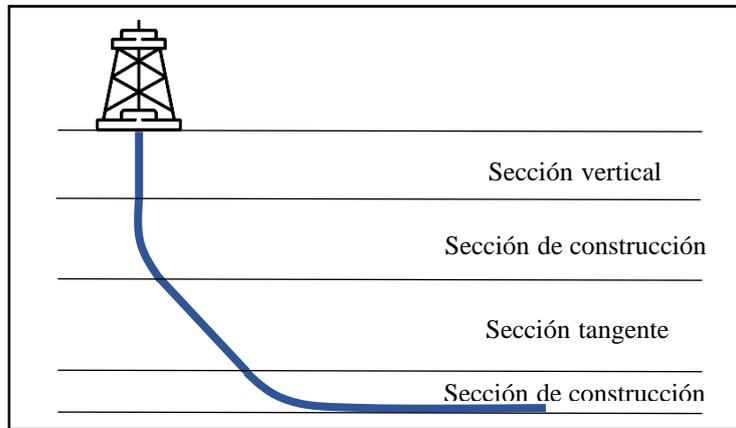


Figura 3. Esquema del pozo tipo "J".

- c) **Pozo tipo "J" modificado**: Los pozos con perfil tipo "J" modificado, presentan las mismas características que los pozos tipo "J", la diferencia radica en que cerca del punto final se disminuye la inclinación del ángulo, este proceso depende de la formación por la que se esté atravesando, como se puede observar en la *Figura 4* (D. Flores, 2011).

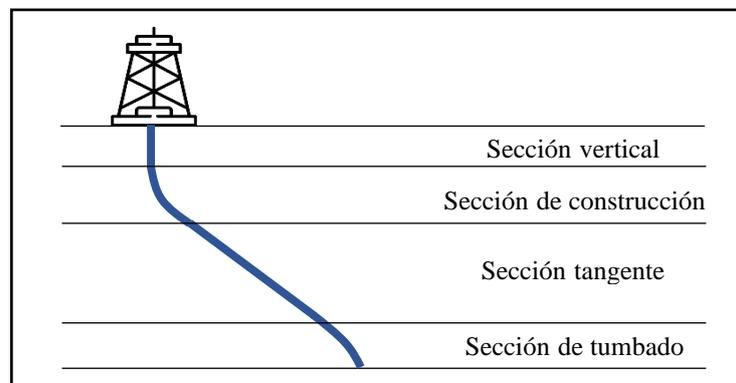


Figura 4. Esquema del pozo tipo "J" modificado.

- d) **Pozo tipo "S"**: Este tipo de pozo direccional se caracteriza por presentar 5 secciones: una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial, una sección tangente, sección de tumbado o de caída y una sección vertical en donde existe

una disminución de ángulo (0°) hasta alcanzar la verticalidad. Se emplea en hoyos profundos en áreas en las cuales las dificultades con gas, flujo de agua, etc., exigen la colocación de una tubería de revestimiento intermedia, como se puede ver en la *Figura 5* (Estrada, 2015).

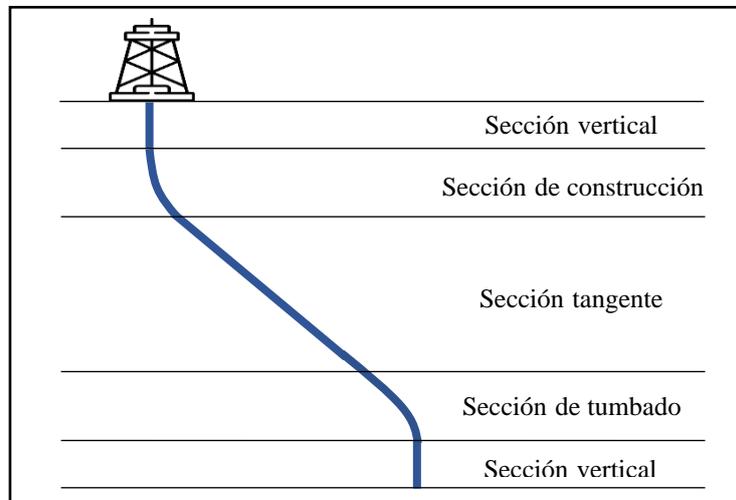


Figura 5. Esquema del pozo tipo "S".

e) **Pozo tipo "S" modificado:** La trayectoria tipo "S" modificada está conformada por una sección vertical, un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, a continuación, se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), seguida de una sección en la que se disminuye el ángulo parcialmente (menor al ángulo de incrementar) y por último se tiene una sección tangente o sección de mantener con la cual se logra entrar de forma inclinada al objetivo, ver la *Figura 6* (Pemex, 2003).

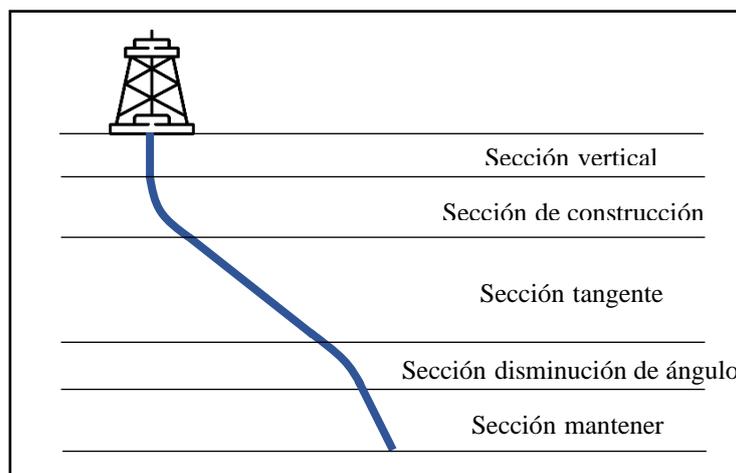


Figura 6. Esquema del pozo tipo "S" modificado.

2.3.3 Pozos multilaterales.

Los pozos multilaterales consisten en la intersección de múltiples arenas objetivos mediante un pozo simple. Por medio de un brazo principal se sacan otras ramas independientes (pozos multilaterales), con el fin extraer el crudo de zonas de producción adyacentes, evitando la construcción de un pozo por yacimiento. Esto genera un ahorro en los costos de perforación además de un menor impacto ambiental, al aprovechar la misma locación en superficie (Fernandez y Romero, 2003).

2.4 ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)

El ensamblaje de fondo de pozo o bottom hole assembly incluye todo el equipo de perforación conectado al fondo de la tubería de perforación. Proporcionan peso y estabilidad a la broca para acelerar la velocidad de perforación y ayudan a perforar un agujero liso, recto o liso, o también un agujero curvo (Dutta et al., 2015). A continuación, se presentan los componentes del BHA:

2.4.1 Broca.

La broca es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para triturar y/o cortar las formaciones del subsuelo durante el proceso de la perforación. Los tipos de brocas que se utilizan van a depender de acuerdo con las características de las formaciones y al perfil programado del pozo (González et al., 2010). A continuación, se detallan los diferentes tipos de brocas que se usan durante la perforación:

- a) **Brocas tricónicas:** La broca tricónica o de tres conos es la más usada en las operaciones de perforación rotatoria debido a que utiliza una gran variedad de diseños de dientes y tipo de cojinetes que permiten su uso en muchos tipos de formación. Su característica principal es la presencia de conos que giran alrededor de sus ejes a medida que la broca lo hace sobre el fondo (Ramos, 2011).
- b) **Brocas PDC:** Las brocas de diamantes policristalinos compactos conocidas como PDC, es un tipo de broca de cuerpo fijo, el cual fueron diseñadas para obtener

altas tasas de penetración en sedimentos muy débiles, poco consolidados, quebradizos y poco profundos. La pérdida del cortador puede ser causada por el peso excesivo sobre la broca o por una formación fracturada (Shell International Exploration and Production, 2003).

- c) **Brocas de arrastre:** Las brocas de arrastre tienen elementos cortadores de acero que se desempeñan en formaciones uniformemente blandas y no consolidadas. Las características de diseño de esta broca incluyen el número, la forma de las cuchillas o piedras de corte, el tamaño, la ubicación del curso de agua, la metalurgia de la broca y los elementos de corte (Bourgoyne et al., 1986).

2.4.2 Tubería de perforación (Drill pipe).

La tubería de perforación conecta el equipo de superficie con el conjunto del fondo del pozo, el cual hace girar la sarta de perforación y proporciona un conducto para el lodo de perforación, además debe soportar las cargas de torsión, tensión, flexión y presiones elevadas (Smith International, 2008).

2.4.3 Collar de perforación o lastrabarrenas (Drill collar).

Los collares de perforación son tubos de acero pesados y rígidos, se utilizan en la parte inferior de un BHA para proporcionar peso a la broca. Existen collares de perforación a ras o en espiral estos son preferibles en la perforación direccional porque las ranuras en espiral reducen el área de contacto con la pared, por lo tanto, las posibilidades de adherencia diferencial pueden minimizarse en gran medida (Islam y Hossain, 2021).

2.4.4 Tubería de perforación pesada (Heavy Weight Drill Pipe HWDP).

Las tuberías de perforación pesada se fabrican con paredes más gruesas que aquellas tuberías de perforación estándar, las HWDP hacen la transición entre la tubería de perforación y las lastrabarrenas, evitando así, un cambio abrupto en las áreas seccionales cruzadas. También son utilizadas para proveer peso en la barrena, especialmente en agujeros de 6" o 8 ½" en donde el efecto de pandeo de la HWDP debido

a la compresión es mínimo. Esta tubería reduce la inflexibilidad del BHA, reduce la posibilidad de atrapamiento diferencial y disminuye los efectos del torque y arrastre (RDT, 2017; Schlumberger, 2004).

2.4.5 Martillo (Jar).

Los martillos funcionan según el principio de la energía potencial almacenada que procede de los valores de sobretracción o de puesta en marcha aplicados en la superficie. Los martillos pueden golpear, o disparar, hacia arriba, hacia abajo o hacia ambos lados, se desplaza en la sarta de perforación en tensión (el mandril se extiende completamente) o en compresión (está completamente cerrado). En cualquiera de las dos posiciones, se impide el movimiento del mandril hasta que se hace necesario el sacudido y los perforadores aplican tensión o compresión adicional a la sarta de perforación (Costo et al., 2012).

2.4.6 Estabilizadores.

Los estabilizadores son puestos en la sarta de perforación para evitar los atascos por la presión diferencial. Los diferentes tipos de estabilizadores como el de aleta soldada, de camisa integral y de camisa no rotaria se usan para ayudar a centrar las lastrarrenas en el pozo. La clase de estabilizadores que se deben de usar y su espaciado en la sarta de perforación va a depender de la formación en que se esté perforando, del tamaño del agujero, entre otros (Drilco, 1978).

2.4.7 Flotador sustituto (Float Sub).

Los flotadores sustitutos se utilizan para alojar una válvula de flotación, también conocida como válvula de contrapresión. El flotador sustituto tiene conexiones de pasador y caja que coinciden con el conjunto del fondo del pozo y suele colocarse por encima de la broca o del motor de lodo (Grupo Legotec, 2013).

2.4.8 Sustituto de broca (Bit Sub).

Los sustitutos o adaptadores de broca se utilizan para conectar la broca y el collar de perforación, se coloca esta herramienta cuando no se usa un estabilizador cerca de la broca (Rigtech, 2022).

2.4.9 Válvula flotadora (Float Valve)

La válvula flotadora funciona como una seguridad entre el pozo y el interior de la sarta de perforación para evitar que los fluidos de perforación retrocedan hacia la superficie (Grupo Legotec, 2013).

2.4.10 Herramienta de traspaso (Crossover).

La herramienta de traspaso se utiliza como enlace de un conector a otro o como componente desechable el cual se utiliza para ampliar la vida de la conexión de algún miembro más costoso del taladro. La herramienta de traspaso está disponible con varias combinaciones: caja con perno, caja con caja o perno con perno (Qualitech Global, 2004).

2.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL BHA

2.5.1 Principio de Fulcrum.

Utiliza un conjunto de estabilizadores el cual creará ángulo cuando se aplique peso sobre la barrena, el estabilizador cercano a la broca actúa como pivote o punto de apoyo y la broca se empuja hacia el lado alto del pozo. Por lo tanto, la broca perfora un camino que se curva gradualmente hacia arriba y un crea ángulo (Hughes, 1995).

2.5.2 Principio de Packed Hole Assembly.

Este tipo de configuración es un conjunto muy rígido que consta de collares de perforación y estabilizadores colocados para reducir la flexión y mantener la broca en curso. Este tipo de montaje se suele utilizar en la sección tangencial de un agujero direccional. En la práctica, es muy difícil encontrar un conjunto tangente que mantenga

el ángulo y la dirección de la tangente. A veces se utilizan collares de perforación cortos, y también los escariadores o estabilizadores se ejecutan en tándem (Heriot Watt, 2005).

2.5.3 Principio de Pendulum.

Este BHA se compone principalmente de dos estabilizadores de cuerda cuyo posicionamiento varía. El BHA se ejecuta al final de la sección de espera para realizar correcciones menores antes del casing de producción. Si se requiere un ligero ángulo de construcción, se usa más peso en la broca, mientras que, si se requiere una ligera caída, se aplica menos peso. Se puede usar más velocidad de rotación de entre 80 y 100 revoluciones por minuto con esta configuración de BHA, en el ángulo depende del WOB, las RPM, la estabilización y la distancia entre la broca y el primer escariador (Khaemba y Onchiri, 2016).

2.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación que circula a través de la barrena es una parte integral de la perforación para desempeñar funciones específicas durante dicha operación. El término fluido incluye a líquidos, gases o mezclas de estos. Mientras aquellos donde priman los gases - denominados fluidos neumáticos (aire, gas natural y/o espuma, principalmente, hacen parte de ellos) se emplean sólo en casos especiales, donde predominan los líquidos llamados lodos son de uso muy extendido en las operaciones de perforación y reacondicionamiento en pozos de hidrocarburos o agua (Sierra y Salazar, 1999).

2.6.1 Funciones de los fluidos de perforación.

Según Caenn et al., 2011, entre las principales funciones del fluido de perforación tenemos:

- Sacar los recortes debajo de la barrena, transportarlos por el espacio anular y permitir que se separen en la superficie.
- Enfriar y limpiar la broca.
- Reducir la fricción entre la sarta de perforación y los lados del pozo.
- Mantener la estabilidad de las secciones sin revestimiento del pozo.

- Evitar la entrada de fluidos (petróleo, gas o agua).
- Formar un revoque de filtración delgado y de baja permeabilidad que sella los poros.
- Asistir en la recopilación e interpretación de la información disponible de los recortes de perforación, núcleos y registros eléctricos.

2.6.2 Ciclo de los fluidos de perforación.

El diseño y mantenimiento de los fluidos de perforación son procesos iterativos afectados por las condiciones de superficie y de fondo de pozo. Estas condiciones cambian a medida que el pozo se perfora a través de formaciones más profundas y encuentra incrementos graduales de temperatura y presión, y el lodo experimenta alteraciones en la química generadas por los diferentes tipos de rocas y fluidos de formación. Los especialistas en fluidos que trabajan en sitio y los ingenieros de planta utilizan la ingeniería de procesos continuos para ajustar el fluido de perforación en respuesta a las condiciones variables de pozo y luego evalúan el rendimiento de los fluidos y modifican sus propiedades en un ciclo continuo (Williamson, 2013).

2.6.3 Propiedades de los fluidos de perforación.

Las principales propiedades de un fluido de perforación son: viscosidad plástica, viscosidad de embudo, densidad, esfuerzo gel, punto cedente y filtrado. A continuación, se describe cada una de ellas:

- Viscosidad plástica:*** Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre sólidos, sólidos y líquidos, líquido y líquido. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración o rate of penetration (ROP) (Romi, 2008).
- Viscosidad de embudo:*** La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la

viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos (López, 2013).

- c) Densidad:* La densidad se define como el peso por unidad de volumen. Se expresa en libras por galón (lb/gal) o libras por pie cúbico (lb/ft³). La presión ejercida por una columna de lodo estático depende tanto de la densidad como de la profundidad; por lo tanto, es conveniente expresar la densidad en términos de libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft) (Caenn et al., 2011).
- d) Esfuerzo gel:* La medida de los geles implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático. Entonces así se determina la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa de moverse. Su propósito es soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el lodo cuando pare la circulación, de forma que no se hundan nuevamente en el pozo y se depositen alrededor del BHA y de la broca, o se produzca una distribución desigual del lodo, lo cual resultaría en una mala hidráulica y en una presión errática (Datalog, 2001).
- e) Punto cedente:* Valor de la resistencia al flujo, debida a las fuerzas de atracción que existen entre las partículas o sólidos en suspensión. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas (Baroid, 1998).
- f) Filtrado:* Cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión intersticial, el fluido de perforación invade la formación (pérdida por chorro). Los sólidos en suspensión intentan fluir con la fracción líquida, pero muy rápidamente las partículas del tamaño apropiado (generalmente de un sexto a un tercio del tamaño de las gargantas de los poros en el pozo) cierran los poros y comienzan a formar un revoque de filtración. Con el tiempo, las partículas cada vez más finas llenan los intersticios que dejan las partículas y finalmente forman una red tan apretada que solo el líquido (filtrado) puede penetrar. Cuando no circula el lodo, el revoque crece sin perturbaciones (pérdida estática de fluido) y la tasa de filtración después de que se establece el revoque es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo (Growcock y Harvey, 2005).

2.6.4 Tipos de fluido de perforación.

- a) **Fluidos base agua:** El lodo a base de agua más simple puede ser el agua que es la fase continua del fluido, es decir, al lodo no se le agrega ningún tipo de agente de tratamiento o aditivo. Sin embargo, el agua no puede adaptarse a la gran mayoría de las formaciones profundas. Por lo tanto, los ingenieros agregan algunos aditivos para ajustar el rendimiento y cumplir con los requisitos de la perforación profunda. Las sustancias insolubles más comunes que se utilizan son la arcilla y la barita (Ma et al., 2016).
- b) **Fluidos base petróleo:** El uso de los fluidos base petróleo se justifica principalmente para perforar: formaciones lutíticas sensibles al agua (formaciones reactivas), hoyos profundos con altas temperaturas, zona productora de gases ácidos (H₂S/CO₂), zonas de bajo gradiente, domos de sal y pozos direccionales. Los fluidos 100% petróleo fueron diseñados originalmente para recuperar núcleos en su estado original, sin alteración, debido a que la invasión potencial de agua o filtrado de petróleo con surfactante fuerte hacia las formaciones alteraban las características de humectabilidad de la formación y la saturación con agua connata. Una arena naturalmente mojada en agua puede convertirse en mojada en petróleo, si el filtrado contiene surfactante fuerte (PDVSA CIED, 2002).
- c) **Fluidos base gas:** El fluido de perforación a base de gas o gas base drilling fluid (en sus siglas en inglés GBDF), significa que la fase continua del fluido de perforación es gas, incluye aire, nitrógeno, gas natural, fluido de perforación nebulizado y fluido de perforación de espuma, se utilizan principalmente en la perforación con gas o la perforación con bajo balance; los recortes se eliminan mediante un flujo de aire de alta velocidad. Sin embargo, debido a la producción de agua en la perforación profunda, los recortes no se pueden realizar desde el fondo del pozo. Por lo tanto, los fluidos de perforación de niebla o espuma se utilizan generalmente para resolver los problemas de producción de agua que se encuentran en la perforación profunda. Además, el GBDF no puede adaptarse a todo tipo de formaciones, solo se puede utilizar en las formaciones estables (Ma et al., 2016).

- d) Fluidos Drill in:* Los fluidos “drill in” son fluidos de perforación utilizados para la zona productora, que generalmente utilizan la técnica del puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación y ofrece una zona de revoque que puede ser removida de manera fácil y eficaz, por el fluido producido y que al mismo tiempo tiene los atributos de un fluido de completación (Agila y Malavé, 2008).

2.7 CONTROL DE SÓLIDOS

El control de sólidos es el proceso de controlar la acumulación de sólidos indeseables en un sistema de lodos. La acumulación de sólidos tiene efectos indeseables sobre el rendimiento del fluido y del proceso de perforación. Las propiedades reológicas y de filtración pueden hacerse difíciles de controlar cuando la concentración de sólidos de perforación (sólidos de bajo peso específico) se vuelve excesiva. Los índices de penetración y la vida útil de la barrena decrecen y los problemas del pozo aumentan con una alta concentración de sólidos de la perforación (Baroid, 1998).

2.7.1 Equipos de control de sólidos.

- a) Zarandas vibratorias (shakers):* Las zarandas vibratorias son el equipo de remoción de sólidos más importante y fácil de usar. Son la primera línea de defensa una vez que se devuelve el fluido de perforación al pozo. En la mayoría de los casos, son altamente rentables. Si las zarandas vibratorias se utilizan con mallas rotas, mallas que desvían fluidos, paneles de malla de tamaño incorrecto o piezas desgastadas, el resto del equipo de remoción de sólidos no funcionará correctamente. La selección de la malla está controlada por la tasa de circulación, el diseño de la zaranda, las propiedades del pozo y las propiedades del fluido de perforación (ASME, 2005).
- b) Desgasificador (Degasser):* Los desgasificadores están diseñados para eliminar prácticamente todos los gases arrastrados del lodo de perforación, incluido el H₂S y el oxígeno corrosivo. Los desgasificadores suelen ser de dos tipos: de vacío y centrífugos. Los desgasificadores de vacío se adaptan mejor a los sistemas de lodo de índice de flujo más bajo con altos cortes de gas o sistemas que son muy

sensibles al gas arrastrado, y los desgasificadores centrífugos emplean fuerzas centrífugas para separar el gas del fluido ejerciendo fuerza centrífuga sobre el lodo, multiplicando la fuerza que actúa sobre las burbujas de gas para aumentar la flotabilidad y la liberación (Rehm et al., 2012).

- c) Limpiador de lodos (Mud Cleaner):* Los limpiadores de lodo son la combinación de una zaranda de malla fina (aproximadamente malla 320) debajo de un decantador y se colocan sobre una zaranda de alta energía. Se utilizan para lodos densificados porque la barita tiende a eliminarse con partículas del tamaño de un limo. Mediante el uso de un limpiador de lodo, la barita se puede recuperar y reutilizar. Los limpiadores de lodo solo se deben usar cuando sea imposible mantener un bajo peso del lodo mediante el uso exclusivo de las zarandas. Es mucho más eficiente usar decantadores y procesar el flujo inferior con una centrífuga que usar las mallas de un limpiador de lodo (Islam y Hossain, 2021).
- d) Desarenadores (Desanders):* Los desarenadores se utilizan principalmente para eliminar los grandes volúmenes de sólidos asociados con la perforación extremadamente rápida de un orificio de gran diámetro, especialmente cuando no se dispone de una zaranda de malla fina. Los desarenadores se instalan aguas abajo de la zaranda y el desgasificador. El desarenador elimina las partículas del tamaño de la arena y los sólidos perforados más grandes que han pasado por el tamiz de la zaranda y los descarta junto con un poco de líquido. El fluido de perforación parcialmente limpio se descarga en el siguiente compartimento aguas abajo (Bridges y Robinson, 2020).
- e) Centrífugas decantadoras:* Una centrífuga decantadora se compone de una vasija cónica horizontal de acero que gira a alta velocidad usando un transportador tipo doble tornillo sinfín. El transportador gira en el mismo sentido que la vasija externa, pero a velocidad un poco menor. La función principal de una centrífuga no es controlar el porcentaje total de sólidos de un sistema, sino mantener en ese sistema propiedades de flujo aceptables y deseables (Baroid, 1998).

2.8 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

2.6.1 Presencia de arcillas – formaciones arcillosas.

Son formaciones donde se muestra presencia de arcillas. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad, de porosidad y de porosidad efectiva en la roca-almacén. La presencia de arcilla causa una reducción en la resistividad de las arenas, porque son buenos conductores eléctricos, y generalmente, causan un aumento en las lecturas de los perfiles de porosidad. La presencia de arcillas en las rocas de yacimientos ejerce influencias muy importantes en las lecturas de todos los dispositivos de perfilaje. Además, altera a la resistividad de la formación (Osorio, 2020).

2.6.2 Secciones salinas.

Las secciones largas de depósitos de sal presentan problemas difíciles en la terminación de pozos porque crean cargas excesivas en el revestimiento. La fluencia de sal puede generar presiones muy altas en el pozo (Rahman y Chilingarian, 1995).

2.6.3 Pérdida de circulación.

Cuando se observan pérdidas de circulación durante o después de una perforación brusca o un cambio repentino en la formación, esto significa que puede haber fracturas naturales presentes. Si ocurren pérdidas durante un viaje de la tubería, cuando se inicia o “rompe” la circulación o se aumenta la densidad de los fluidos, esto significa que puede haber fracturas inducidas presentes. Una de las causas es exceder el gradiente de fractura con densidades de fluido excesivas o elevadas presiones de surgencia y densidades equivalentes de circulación o equivalent circulating density (ECD) (Hughes, 1995).

2.6.4 Reventón.

Un pozo explota cuando la presión de formación excede la presión que le aplica la columna de fluidos de perforación y las medidas no logran rectificar esta situación, por

lo que tenemos un flujo temporal no controlado de petróleo, gas u otros fluidos que van desde un pozo hacia la superficie (American Petroleum Institute, 1998).

2.6.5 Vibraciones en la sarta de perforación.

Las vibraciones son inevitables en una perforación. Sin embargo, el grado de severidad de estas y sus consecuencias sobre el proceso de perforación dependen del diseño de la parte inferior de la sarta (aparejo de fondo), de la formación perforada, y, en gran medida, de la elección de los parámetros de perforación, sobre todo, el peso en la barrena o weight on bit (WOB) y la velocidad rotacional de la sarta y de la barrena (Navarro y Suárez, 2005).

2.6.6 Pega de tubería.

La perforación de un pozo requiere una sarta de perforación (tubería y collares) para transmitir el torque proporcionado en la superficie para hacer girar la broca y transmitir el peso necesario para perforar la formación. Cuando la sarta de perforación ya no tiene libertad para moverse hacia arriba, hacia abajo o girar según lo desee el perforador, la tubería de perforación está atascada. El atascamiento puede ocurrir mientras se perfora, se hace una conexión, se registra, se prueba o durante cualquier tipo de operación que implique dejar el equipo en el pozo (Schlumberger, 1997).

a) Pega diferencial: Llamada también atascamiento diferencial es una condición por la cual la sarta de perforación no se puede mover (rotar o empujar hacia arriba y hacia abajo) a lo largo del eje del pozo. El atascamiento diferencial generalmente ocurre cuando las fuerzas de alto contacto causadas por bajas presiones del yacimiento, altas presiones del pozo, o ambas, se ejercen sobre un área suficientemente grande de la sarta de perforación. Es importante tener en cuenta que la fuerza de adherencia es un producto de la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento y el área sobre la que actúa la presión diferencial (Islam y Hossain, 2021).

b) Pega mecánica: Entre las causas del pegado o atascamiento mecánico de tuberías están: la remoción inadecuada del corte perforado del espacio anular;

inestabilidades del pozo, como derrumbe o colapso del pozo, lutitas o secciones salinas y asentamiento clave (Khaghani, 2016).

2.6.7 Pesca.

Una pieza de pesca es cualquier elemento dejado en un pozo que impide la ejecución de operaciones posteriores. Dichos elementos pueden ser equipos de perforación, adquisición de registros o producción, lo que incluye barrenas de perforación, tuberías, herramientas de adquisición de registros, herramientas manuales o cualquier otro resto de metal que puede haberse perdido, dañado, atascado o dejado de algún modo en un pozo, estos elementos deben ser removidos primero del pozo mediante un proceso conocido como pesca. La mayor parte de las maniobras de pesca puede atribuirse a tres causas básicas: error humano, equipos defectuosos o pozos inestables (Johnson et al., 2013).

2.6.8 Embolamiento de broca.

Uno de los problemas que ocurren con mayor frecuencia durante la perforación es el embolamiento de la broca. Esta ocurre cuando la arcilla plástica e hidratable es adherida a la broca y no puede ser limpiada por los chorros de las boquillas, consecutivamente empieza a conglomerarse hasta taponar por completo los canales de limpieza pudiendo inclusive llegar a taponar boquillas (Cruz, 2006).

2.9 TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.9.1 Tiempo planificado.

Los tiempos planificados son todos aquellos tiempos asociados a las diferentes actividades relacionadas con la construcción y rehabilitación de un pozo, que forman parte de la planificación inicial (PDVSA, 1999).

2.9.2 Tiempo total.

El tiempo total es el tiempo de ejecución de las operaciones de perforación. Es la suma del tiempo productivo y el no productivo (Ayala y Torres, 2016).

2.9.3 Tiempo productivo.

Es el período de tiempo de aquellas actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo con lo planificado o de eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente (PDVSA, 1999).

2.9.4 Tiempo no productivo.

Según Alireza et al., 2011, el tiempo no productivo se define como el tiempo en que se detiene la perforación o la tasa de penetración es muy baja y las siguientes pueden clasificarse como características principales de NPT:

- Pérdida de circulación (pérdidas severas y completas).
- Tubería atascada (atascos diferenciales, mecánicos y relacionados con la geometría del pozo).
- Lidar con patadas y, a veces, la pérdida completa posterior debido a una ventana de peso de lodo estrecha.
- Problema de inestabilidad del pozo.
- Ruptura de formaciones (generación de fracturas inducidas) por ECD elevadas o golpes de ariete.
- ROP lenta en formaciones duras.
- Disparo por cambio de barrena.
- Operación de pesca.

2.9.5 Tiempo invisible.

El tiempo perdido invisible o Invisible Lost Time (ILT) es la diferencia entre la duración real de la operación y un objetivo de mejores prácticas (o un límite técnico) para

comprender si un pozo se está desempeñando mejor o peor en escenarios correlacionados (Galiza y Ligeza, 2022).

CÁPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación.

El presente trabajo se basa en una investigación de tipo descriptiva e inducida acerca de los problemas o eventos operacionales que se presentan durante la perforación de un pozo tipo “S” ubicado en el Bloque 54 para proporcionar medidas de prevención y correcciones de futuros trabajos operacionales.

3.1.2 Recopilación de información.

La información recopilada de los datos del pozo tipo “S” se obtuvo mediante los reportes diarios de la perforación, con la debida autorización de la empresa, dichos datos son manejados de manera confidencial por las normas establecidas de la compañía. Además, se obtuvo información de fuentes bibliográficas como son: libros, artículos y manuales científicos.

3.1.3 Población y muestra.

La población de este estudio se ubica en el Bloque 54 del oriente ecuatoriano ubicado en la provincia de Sucumbíos. La muestra es un pozo tipo “S” perforado en este campo.

3.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.2.1 Selección del método.

Se realizó un estudio de trabajo posterior (Post Job) de cada sección que se perforó en el pozo, este estudio consiste en analizar cada evento que se presentó para dar una solución con la finalidad de evitar dichos inconvenientes en próximos trabajos.

3.3 INFORMACIÓN TÉCNICA DEL POZO ESTUDIADO

3.3.1 Datos generales del pozo.

El pozo JSL-01 fue diseñado como un pozo direccional tipo “S”, con el objetivo de perforar la Arenisca “Hollín Inferior” a 10471,12 pies en MD y 10185,46 pies en TVD. Se conforma por tres secciones perforadas 16”, 12 ¼” y 8 ½”, y a su vez están acompañadas por tres revestidores que tienen los siguientes diámetros: para la sección superficial se utilizó un casing de 13 ¾”, para la sección intermedia se colocó un casing de 9 5/8” y para finalizar la sección se bajó un liner de 7” hasta llegar al objetivo. En la *Tabla 1* se presenta los datos detalladamente del pozo:

Tabla 1. Datos generales del pozo JSL-01.

Pozo JSL-01	
Tipo de pozo	Direccional Tipo “S”
Máxima inclinación/Azimut	24,85° / 236°
Profundidad final MD	10471,12 ft
Profundidad final TVD	10185,46 ft
Elevación del terreno sobre el nivel del mar NSM (ft)	962,265 ft
Zona de interés/objetivo	Arenisca “Hollín Inferior”

3.3.2 Litología atravesada en la perforación.

En la *Tabla 2*, se observa los topes pronosticados de las formaciones a atravesarse, desde la formación Chalcana hasta la formación Lower Hollín o Hollín inferior el cual fue el objetivo a perforar.

Tabla 2. Topes de las formaciones pronosticada en el pozo JSL-01.

Formación	TVD (ft)
Chalcana	5630
Orteguaza	6197
Upper Conglomerado Tiyuyacu	6265
Base Upper Conglomerado Tiyuyacu	6528
Middle Conglomerado Tiyuyacu	6633
Base Middle Conglomerado Tiyuyacu	7572
Lower Conglomerado Tiyuyacu	7729
Tena	8987
Basal Tena	9299
“M-1” Limestone	9564
“M-2” Limestone	9579
“A” Limestone	9690
Upper “U” Napo	9743
Lower “U” Napo	9795
“B” Limestone	9899
Upper “T” Sandstone	9965
Lower “T” Sandstone	9998
Napo Basal	10121
Upper Hollín	10170
Lower Hollín (TD)	10185

3.3.3 Configuración del BHA.

En la *Tabla 3*, se muestra la configuración del BHA de la sección 16”, en el cual se ha empleado dos BHA con dos tipos de arreglos diferentes, el primero es tipo convencional con una broca tricónica y el segundo es direccional con una broca PDC, además consta las especificaciones técnicas de acuerdo con el tipo de arreglo.

Tabla 3. Configuración del BHA de la sección superficial de 16” del pozo JSL-01.

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
16”	1	Convencional	Broca tricónica 16” + Motor A962M5640XP + Bit Sub + 3 Drill collar 8” + 11 HWDP 5”
	2	Direccional	Broca PDC 16” + Motor A962M5640XP + 2 Flex Float Sub + 2 Estabilizador 15 ¾” + 2 MWD Telescope 825 HF + UBHO + 2 Cross Over + 47 HWDP 5” + 2 Martillo Hidro-mecánico + 4 HWDP 5”

En la siguiente *Tabla 4*, se presentan los datos de la sección intermedia de 12 ¼”, aquí se ha utilizado tres BHA direccional dos de ellos con una broca PDC y el otro con una broca tricónica, además, se emplearon dos modelos de motores diferentes A962M5640XP y A800M7840XP respectivamente.

Tabla 4. Configuración del BHA de la sección intermedia de 12 ¼" del pozo JSL-01.

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
12 ¼"	3	Direccional	Broca PDC 12 ¼ + Motor A962M5640XP + Flex float sub + Estabilizador 12'' + Pony Monel + MWD + Monel + 1 Cross Over + 28 HWDP + Martillo Hidráulico + 4 HWDP 5''
	4	Direccional	Broca PDC 12 ¼ + Motor A800M7840XP + Flex float sub + Pony Monel + Drill Collar + Estabilizador 12'' + MWD + Cross Over + 28 HWDP 5'' + Martillo Hidráulico + 4 HWDP 5''
	5	Direccional	Broca tricónica 12 ¼ + Bit sub + 3 Drill Collar + Estabilizador + Cross Over + 28 HWDP 5'' + Martillo Hidráulico + 4 HWDP 5''

Para finalizar, en la *Tabla 5* se detalla las especificaciones de la última sección de 8 ½", en el cual se ha usado dos BHA, uno direccional con una broca PDC y el otro convencional con una broca tricónica.

Tabla 5. Configuración del BHA de la sección 8 ½" del pozo JSL-01.

Sección	BHA	Tipo de arreglo	Especificaciones
8 ½"	6	Direccional	Broca PDC 8 ½ + Motor A675M7850XP + Flex float sub + 3 Estabilizador 8 ⅜'' + MWD TeleScope 675 + Monel + 50 HWDP 5'' + 3 Martillo hidráulico + 5 HWDP 5''
	7	Convencional	Broca tricónica 8 ½ + 2 Bit sub + 2 Drill Collar + 2 Estabilizador + 40 HWDP + 2 Martillo hidráulico + 3 HWDP 5''

3.3.4 Brocas usadas durante la perforación.

En la *Tabla 6* se describe el tipo de brocas que se emplearon a lo largo de las tres secciones de acuerdo con los BHA. En la sección 16" se ha utilizado una broca tricónica y una broca de PDC hasta los 6479,23 ft de MD, en la sección 12 ¼" se emplearon dos brocas PDC y una broca tricónica hasta los 9115 ft de MD y en la última sección de 8 ½" se ha usado dos brocas de PDC hasta los 10471,12 ft de MD. También se detalla la clasificación de cada tipo de broca.

Tabla 6. Brocas usadas durante la perforación en el pozo JSL-01.

Sección	BHA	Tipo de broca	Clasificación de broca	Profundidad MD/TVD
16''	1	Tricónica	0-0-BT-G-E-I-NO-BHA	6479,23 ft / 6197 ft
	2	PDC	0-1-CT-C-X-I-BT-TD	
	3	PDC	0-0-LT-N-X-I-WT-TW	
12 ¼''	4	PDC	0-1-RO-C-X-I-ER-PP	9115 ft / 8828,5 ft
	5	Tricónica	0-1-WT-A-F-I-NO-TD	
8 ½''	6	PDC	0-0-LT-G-X-I-CT-BHA	10471,12 ft / 10185,46 ft
	7	PDC	0-1-CT-G-X-I-NO-TD	

3.3.5 Fluidos de perforación usados.

En la *Tabla 7* se detallan los tipos de los fluidos de perforación que se emplearon en cada sección, el fluido nativo disperso para la sección 16'', el fluido Kla shield para la sección 12 ¼'' y para la última sección 8 ½'' el fluido Kla Shield NT, así mismo, se especifica la densidad de cada fluido.

Tabla 7. Fluidos de perforación usados en el pozo JSL-01.

Sección	Tipo de fluido	Densidad (ppg)
16''	Nativo disperso	8,5 – 10,0 – 10,2 ppg
12 ¼''	Kla Shield	9,8 – 10,2 – 10,4 ppg
8 ½''	Kla Shield NT	10,2 – 10,4 – 10,6 ppg

3.3.6 Tuberías de revestimiento.

En el pozo JSL-01 se ha usado un casing de 13 ¾'' para la sección de 16'', otro casing de 9 ⅝'' para la sección intermedia de 12 ¼'' y para finalizar un liner de 7'' para la sección 8 ½''. Esta información se detalla en la siguiente *Tabla 8*, además, se especifica la profundidad a la que se han colocado las zapatas flotadoras.

Tabla 8. Asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Sección	Tubería de revestimiento	Profundidad de zapata (MD)
16''	13 ¾''	6479,23 ft
12 ¼''	9 ⅝''	9115 ft
8 ½''	Liner 7''	10471,12 ft

3.3.7 Equipo de control de sólidos

El pozo JSL-01 fue diseñado con el siguiente equipo de control de sólidos:

- Cuatro zarandas.
- Unidad de zaranda secadora con sus accesorios.
- Dos limpiadores de lodo.
- Tres centrífugas decantadoras de velocidad variable.

En la siguiente *Tabla 9* se presenta el número de mallas aproximadas, número API para las zarandas y los limpiadores de lodo que se emplearon en cada sección perforada:

Tabla 9. Número de mallas aproximadas, número API para las zarandas y limpiadores de lodos que se emplearon en cada sección del pozo JSL-01.

Sección	Equipo	Cantidad	Cantidad aproximada de mallas	API
16"	Zaranda	2	3	100
			1	120
12 ¼"	Zaranda	2	7	140
			5	160
8 ½"	Limpiador de lodo	2	6	180
			1	200

3.3.8 Diseño mecánico del pozo.

El diseño mecánico del pozo JSL-01 se presenta en la *Figura 7*, para la elaboración del diseño se tomó en cuenta los topes de las formaciones, las 3 secciones perforadas, el tipo de trayectoria, el máximo ángulo de inclinación, el azimut y los casing empleados durante el proceso de la perforación.

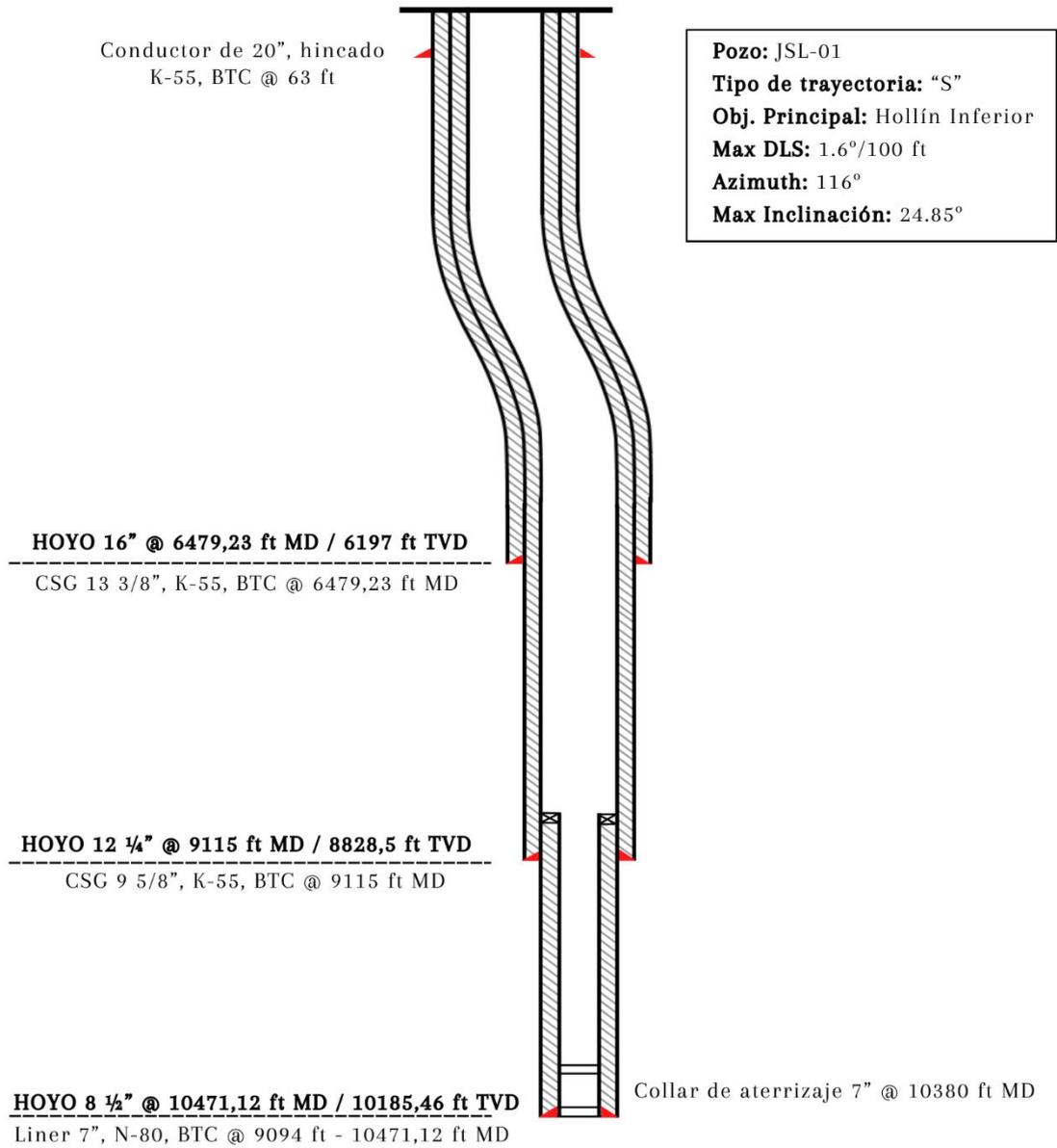


Figura 7. Diseño mecánico del pozo JSL-01 elaborado en Canva.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1.1 Sección 16”.

La sección de 16” fue planificada con la conformación de dos BHA diferentes con el objeto de atravesar dos formaciones (Chalcana y Orteguaza).

Las características del primer BHA para el intervalo de 0 a 625 pies se ve en la *Tabla 3*. En este primer tramo no se presentó ningún problema con el BHA, ni con el peso de lodo empleado (8,5 a 8,8 libras por galón) ni el caudal utilizado (300 a 760 galones por minuto).

El diseño del segundo BHA (ver *Tabla 3*) para el intervalo 625 a 6197 pies presentó diferentes problemas. Se evidenció una caída del ROP de 135 a 37 pies por hora lo que puede deberse a un embolamiento de la broca, dado que la formación Chalcana está constituida por arcillolita y limolita, por lo que se recomienda que el WOB no sea mayor a 5 klbs en los primeros 625 pies y mejorar la limpieza de hoyo. Originando un tiempo no productivo de 6,9 horas. Además, se reportó una pega de tubería a una profundidad de 5727 pies lo que puede ser por una inestabilidad de las paredes del pozo, por lo que se sugiere incrementar el peso de lodo de 10,0 ppg a 10,2 ppg y aislar la formación. Generando un tiempo no productivo de 7,2 horas. El total de NPT ocasionado en esta sección es de 14,1 horas.

En esta sección no se presentó ningún problema con el equipo de control de sólidos, debido a que el volumen de cortes generados coincidió con el volumen de cortes esperados (1468,57 bbl), lo que puede deberse a un eficaz bombeo de píldora viscosa para la limpieza del hoyo.

4.1.2 Sección 12 ¼”.

La sección de 12 ¼” fue programada con la configuración de tres BHA similares con el propósito de atravesar dos formaciones (Tiyuyacu y Tena).

La configuración del tercer BHA (ver *Tabla 4*) para el intervalo 6197 a 6623,2 pies presentó un problema. Se produjo una mayor aplicación de peso a la broca con una RPM menor a 120 revoluciones por minuto lo que puede inferirse a la presencia de puntos apretados en un posible rango de 6398 a 6425 pies, por lo que se sugiere trabajar con un rango de RPM entre 120 a 180 revoluciones por minuto. Produciendo un tiempo no productivo de 5,6 horas.

Las características del cuarto BHA para el intervalo 6623,2 a 7264 pies se ve en la *Tabla 4*. En este segmento se presentó inconvenientes con la broca, la cual se reportó erosionada y presentó zonas con desgastes esto puede deberse a la abrasividad de la formación Tiyuyacu Medio el cual está constituida por gruesos espesores de arcillolitas. Ocasionando un tiempo no productivo de 5,2 horas.

El diseño del quinto BHA (ver *Tabla 4*) para el intervalo 7264 a 8828 pies presentó un inconveniente. Se manifestó un arrastre en el viaje de calibración lo que puede indicar formaciones de camas de ripios dentro del hoyo entubado dados en el conglomerado inferior Tiyuyacu, por lo que se recomienda realizar una estación de circulación en el zapato previo a continuar sacando la tubería dentro del hoyo entubado. Causando un tiempo no productivo de 9,4 horas.

El equipo de control de sólidos en esta sección presentó un problema, el cual se reportó que el volumen de cortes esperados era de 467,91 bbl, sin embargo, el volumen de cortes generados fue 415,24 bbl por lo que se encuentra por debajo del volumen esperado, esto puede apuntarse a una acumulación de cortes debido a una mala limpieza de hoyo, por lo que se sugiere ejecutar un programa de mantenimiento para eliminar los sólidos de baja gravedad. Dando un tiempo no productivo de 4,7 horas.

La suma del NPT generado en la sección 12 ¼” da un total de 24,9 horas.

4.1.3 Sección 8 ½”

La última sección de 8 ½” fue diseñada con la conformación dos BHA distintos, con la finalidad de atravesar tres formaciones (Tena, Napo y Hollín).

El diseño del sexto BHA (ver *Tabla 5*) para el intervalo 8828 a 9915 pies presentó un problema. Se demostró un viaje no planificado por falla en el sensor de tensión por lo que puede deberse a una falla de comunicación entre el martillo hidráulico y el sensor de tensión. Teniendo un total de NPT en esta sección de 8,1 horas.

La configuración del séptimo BHA para el intervalo 9915 a 10185,46 pies. En este tramo no se presentó ningún problema con el BHA, ni con el peso de lodo empleado (10,4 a 10,6 libras por galón) ni con el ROP de esta sección.

En esta sección no se presentó ningún problema con el equipo de control de sólidos, debido a que el volumen de cortes generados coincidió con el volumen de cortes esperados (82,97 bbl), lo que puede deberse a un eficaz bombeo de píldora viscosa para la limpieza del hoyo.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Un estudio de problemas ayuda a un correcto diseño de BHA, evitando de esta manera viajes no planificados hacia la superficie.

La pega de tubería dado en la sección 16” se debe a que la formación Orteguaza está conformada por lutitas, por lo que son altamente susceptibles a fenómenos de inestabilidad, de manera que tienden a provocar desprendimientos de estas dentro del pozo.

El problema del equipo de control de sólidos en la sección 12 ¼” se debe a una acumulación de recortes dado por una limpieza deficiente del hoyo por lo que se recomienda bombear píldoras dispersas para obtener una buena limpieza del hoyo.

La sección de 12 ¼” registró el mayor tiempo no productivo de 24,9 horas debido a la presencia de puntos apretados, arrastre en el viaje de calibración, inconvenientes con la broca como erosión y zonas con desgastes y problemas con el equipo de control de sólidos.

El total del tiempo no productivo en todas las secciones fue de 47,1 horas representando una pérdida estimada de \$141.300,00 por el cual se recomienda contar con un correcto diseño de BHA, poseer un registro de los volúmenes de cortes esperados y los volúmenes de cortes reales con el fin de comparar los datos para evitar problemas de empaquetamiento y por último tener en cuenta las formaciones que se van a perforar para evitar inconvenientes.

5.2 RECOMENDACIONES

Se debe bombear píldoras dispersas en la formación Chalcana y en los conglomerados de la formación Tiyuyacu para evitar el embolamiento de broca y garantizar una buena limpieza de la broca al ingresar a los espesores de arcillolitas.

Se recomienda bombear píldoras viscosas en la formación Orteguaza para ayudar al acarreo de cortes y de esta manera evitar la pega de tubería.

Llevar un estricto control de los equipos de control de sólidos mediante pruebas de eficiencia y monitoreo de las propiedades del lodo cada tres a cuatro paradas.

Se sugiere emplear centrifugas a manera de LGS para eliminar los sólidos de baja gravedad y de esta manera evitar la acumulación de los recortes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agila, C. M., & Malavé, K. (2008). Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas. *Revista Tecnológica ESPOL-RTE*. <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/234/388.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Alireza, M., Mohammad, N., & Ahmad, A. (2011). Reducing Consumed Energy while Drilling an Oil Well through a Deep Rig Time Analysis. *Canadian Academy of Oriental and Occidental Culture, Canadian Research & Development Center of Sciences and Cultures, 1*.
- American Petroleum Institute. (1998). *Glossary of Oilfield Production Terminology*.
- ASME. (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7775-2.X5000-8>
- Ayala, D., & Torres, H. (2016). *Análisis técnico económico del tiempo no productivo (NPT) en las operaciones del Campo Oso*. Escuela Politécnica Nacional.
- Barberii, E. (2001). *El Pozo Ilustrado*. PDVSA.
- Baroid. (1998). *Baroid Fluids Handbook*.
- Bourgoyne, A., Chenevert, M., Millheim, K., & Young, F. (1986). *Applied Drilling Engineering*.
- Bridges, S., & Robinson, L. (2020). *A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-00458-X>
- Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. (2011). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* (6th ed.). Elsevier.
- Castaño, A. (2001). *Análisis cuantitativo de riesgos aplicado a proyectos de perforación de pozos*. Universidad Católica Andrés Bello.
- Chacón, M. A. (2016). *Elaboración de propuestas técnicas para disminuir los tiempos no productivos de perforación en el Campo Sacha* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/6995/1/T-UCE-0012-33.pdf>

- Chanatásig, H. M. (2016). *Análisis técnico de problemas durante la perforación de pozos direccionales ubicados en el Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional.
- Coloma, M. J. (2008). *Evaluación de ensamblajes de fondo (BHA) para optimizar el tiempo de perforación en pozos direccionales en el Campo Sacha*. [http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/6168/EVALUACION DE ENSAMBLAJES DE FONDO %28BHA%29 PARA OPTIMIZAR EL TIEMPO DE PERFORACIÓN EN POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/6168/EVALUACION%20DE%20ENSAMBLAJES%20DE%20FONDO%20%28BHA%29%20PARA%20OPTIMIZAR%20EL%20TIEMPO%20DE%20PERFORACION%20EN%20POZOS%20DIRECCIONALES%20EN%20EL%20CAMPO%20SACHA.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Costo, B., Cunningham, L. W., Martin, G. J., Mercado, J., Mohon, B., & Xie, L. (2012). *Working Out of a Tight Spot*.
- Cruz, A., & del Carmen, E. E. (2019). *Identificación de problemas de atrampamiento de sarta y brotes durante la perforación*. Instituto Politécnico Nacional.
- Cruz, L. (2006). *Diseño del Programa de Brocas y Optimización del Rendimiento para los Pozos Direccionales del Campo Sacha de Petroproducción*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Datalog. (2001). *Procedimientos y operaciones en el pozo*.
- Drilco. (1978). *Manual Drilco de conjuntos de perforación*.
- Dutta, P., Biswas, N., Chakraborty, S., & Biswas, S. (2015). Oil Well Rig and Directional Drilling Technology: A Field Investigation. *International Conference On Emerging Trends in Science Technology Engineering and Management*.
- Estrada, J. (2015). *Manual de Perforación Direccional*.
- Farah, F. O. (2013). *Directional well desing, trajectory and survey calculations, with a case study in fiale, asal rift, Djibouti*.
- Fernandez, M., & Romero, J. (2003). *Curso básico de perforación direccional*.
- Fernández, R. (2014). *Perforación de Pozos Petroleros en tierra*.
- Flores, D. (2011). *Estudio de las mediciones suministradas por la herramienta MWD (Measurement While Drilling) en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo*.
- Flores, P., & Valle, D. (2014). *Propuesta para optimizar las operaciones de perforación de nuevos pozos en el campo Amistad, mediante el análisis de los problemas presentados en la perforación de los pozos Amistad 5 y 7 del Golgo de Guayaquil, bloque 3 (hoy bloque 6)*. Universidad Central del Ecuador.
- Galiza, M., & Ligeza, S. (2022). *Investigating Invisible Lost Time (ILT) on Textual Data using Artificial Intelligence*. Halliburton.

- [https://www.landmark.solutions/Spotlights/ID/255/Investigating-Invisible-Lost-Time-ILT-on-Textual-Data-using-Artificial-Intelligence#:~:text=Invisible Lost Time \(ILT\) is,or worse from correlated scenarios](https://www.landmark.solutions/Spotlights/ID/255/Investigating-Invisible-Lost-Time-ILT-on-Textual-Data-using-Artificial-Intelligence#:~:text=Invisible Lost Time (ILT) is,or worse from correlated scenarios).
- González, A., Jara, M., Ramírez, L., & Malavé, K. (2010). *Diseño del Programa de Brocas Requerido para Perforar el Pozo Direccional XD*.
- Growcock, F., & Harvey, T. (2005). Drilling Fluids. In *Drilling Fluids Processing Handbook*.
- Grupo Legotec. (2013). *Product Catalog - Downhole Tools*.
- Heriot Watt. (2005). *Drilling Engineering*.
- Herrera, A. (2019). *Mejoras en la perforación de pozos verticales y direccionales en operaciones del Nor-Oeste*. Universidad Nacional de Piura.
- Herrera, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.: Vol. IV*. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. <https://doi.org/10.20868/UPM.book.62722>
- Hole, H. (2006). *Directional drilling of geothermal wells*.
- Hughes, B. (1995). *Drilling Engineering Workbook*.
- Islam, M. R., & Hossain, M. E. (2021). *Drilling Engineering*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-00943-0>
- Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R. (2013). Cómo optimizar el arte de la pesca. *Oilfield Review*.
- Khaemba, A. W., & Onchiri, D. M. (2016). *Bha and Drilling parameters design for deviation control in directional wells-Menengai Experience*.
- Khaghani, M. (2016). *Differential pressure and mechanical Pipe Sticking*.
- Kraus, R. (1998). Petróleo: Prospección y Perforación. In *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo*.
- León, H. M. (2018). *Análisis técnico de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del Campo Shushufindi*. Escuela Politécnica Nacional.
- León, K. F. (2015). *Estudio y planteamiento de los problemas en la perforación de pozos para producción, ocasionados por pega de tubería, en el campo "Oso" Bloque 7, del Oriente ecuatoriano*. [Universidad Tecnológica Equinoccial]. http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/14359/59553_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- López, O. (2013). *Lodos de Perforación*.

- Ma, T., Chen, P., & Zhao, J. (2016). Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2(4), 365–395. <https://doi.org/10.1007/s40948-016-0038-y>
- Méndez, A. (2013). *Aspectos de producción*.
- Morán, H. S. (2014). *Análisis de proceso de perforación direccional de pozos petroleros en el Campo Auca de la Amazonía ecuatoriana para la reducción de tiempos no productivos* [Universidad Tecnológica Equinoccial]. http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5244/1/56985_1.pdf
- Moreno, J. J. (2008). *Análisis y selección entre ensamblajes de fondo convencional y rotatorio para la perforación de pozos direccionales en los Campos del Bloque 15* [Escuela Superior Politécnica del Litoral]. http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/6249/TESIS_J_AIMEMORENO.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Navarro, E. M., & Suárez, R. (2005). Vibraciones mecánicas en una Sarta de Perforación: Problemas de Control. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*.
- Osorio, E. (2020). *Formaciones Limpias, Formaciones Arcillosas, Formaiones Complejas*.
- PDVSA. (1999). *Manual de Análisis de tiempos de construcción y rehabilitación de pozos*.
- PDVSA CIED. (2002). *Fluidos de Perforación*.
- Pemex. (2003). *Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación*.
- Proaño, J. C., & Villamarin, D. D. (2013). *Análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la Amazonía ecuatoriana*. Universidad Central del Ecuador.
- Qualitech Global. (2004). *Especificaciones Técnicas para la Tubería de Perforación*.
- Rabia, H. (2002). *Well Engineering & Construction*.
- Rahman, S., & Chilingarian, G. (1995). *Casing design theory and practice*.
- Ramírez, D. O. (2014). *Estudio de optimización de prácticas operacionales en la perforación de pozos del Oriente ecuatoriano para la reducción de tiempo no productivo y de tiempo invisible ILT* [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/1627/ESTUDIO_DE

OPTIMIZACIÓN DE PRÁCTICAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO PARA LA REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO Y DE TIEMPO INVISIBLE
ILT.pdf?sequence=1&isAl

- Ramos, J. (2011). *Estado del arte de brocas de perforación*.
- RDT. (2017). *Heavy Weight Drill Pipe*.
- Rehm, B., Haghshenas, A., Paknejad, A., Al-Yami, A., Hughes, J., & Schubert, J. (2012). *Underbalanced Drilling: Limits and Extremes*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-15513-4>
- Rigtech. (2022). *Bit Subs*. <http://www.chinarigtech.com/Product/0632155350.html>
- Romai, Y. (2008). *Fluidos de Perforación*.
- Santos, O. A. (2015). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la Plataforma Drago Norte 2* [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9143/1/CD-6097.pdf>
- Schlumberger. (1997). *Stuck-Pipe Prevention*.
- Schlumberger. (2001). *Introduction to Directional Drilling*.
- Schlumberger. (2004). *Introducción al Equipo de Perforación*.
- Shell International Exploration and Production. (2003). *Well Engineers Notebook* (4th ed.).
- Sierra, M. A., & Salazar, G. de J. (1999). *Principales tipos de lodos empleados en la perforación de pozos de gas, aceite o agua*. 13, 118–131.
- Smith International. (2008). *Bha & Drill String Fundamentals*.
- Soque, L. E., & Vásquez, J. A. (2012). *Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un Campo del Oriente ecuatoriano* [Universidad Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5173/1/CD-4548.pdf>
- Williamson, D. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. *Oilfield Review*.
- Zhang, Z.-X. (2016). Rock Drilling and Boring. In *Rock Fracture and Blasting* (pp. 155–175). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802688-5.00007-5>