



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

TEMA:

**“ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III
CONTROL SET ROTACIONAL DE 7” X9-5/8 PARA UN POZO
DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

LIZBETH NATALY CARANQUI HUARACA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III
CONTROL SET ROTACIONAL DE 7” X9-5/8 PARA UN POZO
DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

LIZBETH NATALY CARANQUI HUARACA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Marlleis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA**

**Ing. Carlos Malave, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR**

**Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE DELEGADO UIC**

**Ing. David Vega González
SECRETARIO**

DEDICATORIA

A Dios y a mi querida virgen del Quinche que me da la fuerza, sabiduría también ser mi guía constante y fuente inagotable de fortaleza.

A mis queridos padres María y Ricardo quienes son mi fuerza y mi motivo para ser mejor cada día y a mi querido hermano que siempre está para apoyarme.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7” X9-5/8 PARA UN POZO DIRECCIONAL DEL CAMPO SACHA ORIENTE ECUATORIANO.

SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO” elaborado por la estudiante **CARANQUI HUARACA LIZBETH NATALY**, egresada de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagió **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

The screenshot shows a plagiarism report from the COMPILATIO system. The document title is 'COMPILATIO NATHALY CARANQUI'. The report indicates a 4% similarity score for 'Textos sospechosos'. A breakdown of the similarity score is provided: 1% for 'Similitudes entre comillas', 0% for 'entre las fuentes mencionadas', 2% for 'Idiomas no reconocidos', and 35% for 'Textos potencialmente generados por la IA (ignorados)'. Metadata includes: 'Nombre del documento: COMPILATIO NATHALY CARANQUI.docx', 'ID del documento: 38d44c9d49e1f8a265716c1603ea8f6b08a26c5', 'Tamaño del documento original: 191,5 KB', 'Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO', 'Fecha de depósito: 22/5/2025', 'Tipo de carga: Interface', 'fecha de fin de análisis: 22/5/2025', 'Número de palabras: 11.844', and 'Número de caracteres: 76.173'.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:

**CARLOS ALBERTO
PORTILLA LAZO**

Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Carlos Portilla Msc

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Lizbeth Nataly Caranqui Huaraca, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Análisis de la operación del liner flex lock III control set rotacional de 7” x9-5/8 para un pozo direccional del campo sachá del oriente ecuatoriano”**, 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,



LIZBETH CARANQUI HUARACA

CI. 0605492453

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “ **Análisis de la operación del liner flex lock III control set rotacional de 7” x9-5/8 para un pozo direccional del campo sachá del oriente ecuatoriano** ”, previo a la obtención del Título de Ingeniero de la Srta Lizbeth Nataly Caranqui Huaraca -, egresados 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, lo apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

CERTIFICADO DEL DRAMATOLOGO

Santa Elena, 10 de junio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **“ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7”X9-5/8 PARA UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, elaborado por la estudiante **LIZBETH NATALY CARANQUI HUARACA** en su opción al título de **INGENIERA EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



Firmado electrónicamente por:

**MONICA
ISABEL
PAREDE
S
CASTRO**

Validar únicamente con FirmaEC

Lic. Mónica Paredes Castro, MSc.

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

A dios por ser mi guía durante todo este proceso por brindarme un día más de vida, sabiduría y cumplir mi objetivo de terminar mi carrera universitaria.

A mis padres María Huaraca y Ricardo Caranqui que siempre están para apoyarme tanto emocionalmente como económicamente a ellos les debo este proceso en mi vida y sobre todo darme valores, así como también motivarme cada día, , este logro también es suyo los amo tanto.

A mi hermano Edwin por ser mi motivo principal, darme consejos y por estar en los momentos difíciles en mi vida, tu cariño inigualable y tu confianza que depositas en mi ha sido una motivación constante para salir adelante. A mi tía Esther por demostrarme su cariño y por creer en mí y brindarme su apoyo incondicional.

A mis amigos Jaqueline, Cristhian, Anthony T, Dianita , Yomaira, Luigi, Will, Karen, Edilma por su compañía sincera por las risas en cada una de las aulas y las palabras de motivación y las noches de desvelos para pasar las materias también quiero agradecer a Marck quien ha estado conmigo en las buenas y las malas, gracias por ser parte fundamental de esta aventura....

A cada uno de los docentes que me guiaron durante todo mi proceso académico, dedicación y conocimiento impartido en cada una de las clases.

A mi tutor Ing. Carlos Portilla por ser una guía durante todo el proceso de titulación, así como también al Ing. Carlos Malavé por su constante orientación, su compromiso inquebrantable con mi proceso y darme ánimos siempre.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena que me abrió las puertas para poder formarme académicamente.

ÍNDICE

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
CERTIFICADO DEL DRAMATOLOGO	viii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2. ANTEDECENTES	1
1.3. HIPÓTESIS	3
1.4. OBJETIVOS	3
1.4.1. Objetivo General	3
1.4.2. Objetivos Específicos	3
1.5. ALCANCE	3
1.6. VARIABLES	4
1.6.1. Variables Dependientes	4
1.6.2. Variables Independientes	4
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	5
2.1. DESCRIPCION DEL CAMPO SACHA	5
2.1.1. Ubicación geográfica	5
2.1.2. Estructura del campo Sacha	6
2.1.3. Estratigrafía campo Sacha	7
2.1.4. Tipos de formación	7
2.2. POZO PETROLERO	8
2.3. VIDA DE UN POZO	9
2.3.1. Planificación	9
2.3.2. Perforación	10
2.3.3. Finalización	10
2.3.4. Producción	11
2.3.5. Abandono	12
2.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS	13
2.4.1. Aplicación de pozos direccionales	14

2.5.	SIDETRACKING	14
2.5.1.	Ventajas del sidetracking.	14
2.5.2.	Localizaciones inaccesibles.	14
2.6.	CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS	15
2.6.1.	Domos de sal	15
2.6.2.	Pozos multilaterales.	15
2.6.3.	Pozos offshore	15
2.6.4.	Pozos de alivio.	16
2.7.	TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	16
2.7.1.	Pozo Direccional Tipo “J”.	16
2.7.2.	Pozo Tipo “J” Modificado.	17
2.7.3.	Pozo Direccional Tipo “S”.	18
2.7.4.	Pozo Tipo “S” Modificado.	19
2.7.5.	Pozo Horizontal.	19
2.7.6.	Pozo vertical.	20
2.8.	ENSAMBLAJES DE FONDO	21
2.8.1.	Componentes de los ensamblajes de fondo	21
2.8.2.	Tipos de brocas	22
2.8.3.	Motores de fondo.	23
2.8.4.	Motores tipo turbina.	23
2.8.5.	Motores con desplazamiento positivo (PDM).	23
2.8.6.	Herramientas de medición suverys	24
2.8.7.	Funciones principales de los ensamblajes de fondo.	24
2.8.8.	Tuberías de perforación (DILL PIPE)	25
2.8.9.	Tubería pesada (HEAVY WEIGHT).	25
2.8.10.	Drill collars.	25
2.9.	LINER DE 7”	27
2.9.1.	Importancia de un liner de 7 pulgadas.	28
2.9.2.	Uso Principal.	28
2.9.3.	Ventajas del uso de Liners.	29
CAPITULO III: METODOLOGÍA		31
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	31
3.1.1.	Tipo de investigación	31
3.2.	INFORMACIÓN DEL POZO	32

3.2.1.	Datos del liner.....	32
3.2.2.	Capacidad y valores de presión.....	33
3.3.	LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7" X9-5/8	33
3.3.1.	Partes del liner.....	33
3.3.2.	Beneficios.	34
3.3.3.	Beneficios Específicos (Conjeturas basadas en industrias).....	35
3.3.4.	Aplicaciones.	36
3.3.5.	Ventajas y desventajas.	37
3.3.6.	Desventajas del LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7".	38
3.3.7.	Componentes.....	39
3.4.	TALLY LINER DE 7"	42
3.4.1.	Explicación detallada.....	42
3.4.2.	Importancia del Tally Liner de 7 pulgadas.....	42
3.5.	ESQUEMA MECÁNICO DE UN LINER DE 7"	44
3.6.	INFORME TÉCNICO OPERACIONAL	44
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		46
4.1.	OPERACIONES DE LINER 7"	46
4.2.	ESQUEMA MECÁNICO EL LINER 7"	49
4.3.	INFLUENCIA DE UN LINER 7"X9-5/8 FLEX LOCK CONTROL SET ROTACIONAL	50
4.3.1.	Superación de la Fricción y el Arrastre (Drag) en Pozos Altamente Desviados.....	50
4.3.2.	Optimización de la Cementación en Secciones Horizontales/Altamente Desviadas.....	51
4.3.3.	Manejo de Fluidos de Perforación Pesados y Alto Contenido de Sólidos.	51
4.3.4.	Prevención de "Presets" (Asentamiento Prematuro).....	52
4.4.	TALLY LINER DE 7"	52
4.5.	ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES	54
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		55
5.1.	CONCLUSIONES	55
5.2.	RECOMENDACIONES	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		57

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. - 1. Ubicación geográfica del Campo Sacha – Fuente Petroecuador	6
Figura. - 2. Estratigrafía del Campo Sacha - (Baby et al., 2004)	7
Figura. - 3. Planificación del pozo - (Alcántara, 2024)	9
Figura. - 4. Fases de la perforación - (Petroperú, s. f.)	10
Figura. - 5. Terminación del pozo - (Pyg Consultores, 2019)	11
Figura. - 6. Producción de un pozo - (D.M., 2021)	12
Figura. - 7. Pozo abandonado en Río Grande - (Adminal, 2014)	13
Figura. - 8. Domo de sal - (Petroblogger, 2015)	15
Figura. - 9. Pozo direccional tipo J - (Herrera Herbert, 2020)	17
Figura. - 10. Pozo tipo J modificado - (Herrera Herbert, 2020)	18
Figura. - 11. Pozo direccional tipo S - (Herrera Herbert, 2020)	18
Figura. - 12. Pozo tipo S modificado - (Herrera Herbert, 2020)	19
Figura. - 13. Pozo horizontal - (Herrera Herbert, 2020)	20
Figura. - 14. Pozo vertical- (Portal del petróleo, 2025)	20
Figura. - 15. Herramientas de ensamblaje de fondo - (Salva, 2018)	21
Figura. - 16. Tipos de brocas - (Ramos, 2011)	23
Figura. - 17. Collares de perforación - (Lyons & Weller, 2021)	26
Figura. - 18. Esquema de un Liner 7'' - (Díaz et al., 2012)	30
Figura. - 19. Esquema mecánico del Liner 7'' - (Viscarra, 2011)	41
Figura. - 20. Tally, Casing, Liner y Tubing - (Cervantes, s. f.)	43
Figura. - 21. Esquema mecánico de un Liner 7'' - Fuente: Petroecuador	44
Figura. - 22. Esquema mecánico del Liner 7'' - Fuente Petroecuador	49
Figura. - 23. Tally Liner de 7'' - Fuente Petroecuador	53
Figura. - 24. Desplazamiento - Fuente Petroecuador	67
Figura. - 25. Cementación Liner 7''	68
Figura. - 26. Detalles del X-PAK – Fuente Petroecuador	69
Figura. - 27. Detalles del X Pack empleado - Fuente Petroecuador	71
Figura. - 28. Detalles del Job Log del pozo - Fuente Petroecuador	72
Figura. - 29. Detalles del JOB LOG – Fuente Petroecuador	73
Figura. - 30. Detalles de la profundidad de perforación del pozo – Fuente Petroecuador	74

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de la Ubicación geográfica del campo Sacha	5
Tabla 2. Información del pozo Sacha 362 D.....	32
Tabla 3. Datos del Liner.....	32
Tabla 4. Capacidad y valores de presión	33
Tabla 5. Pesos de las operaciones con el Liner 7''	46
Tabla 6. Presiones iniciales y finales según las Rata bpm	47
Tabla 7. Presiones - Iniciales y Finales, según Rata bpm.....	47

ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7" X9-5/8 PARA UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO

AUTORA: Lizbeth Nataly Caranqui Huaraca

TUTOR: ING. PORTILLA LAZO CARLOS, MSc.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar las operaciones del liner flex lock III control set rotacional de 7" X9-5/8 para un pozo direccional del campo sachá del oriente ecuatoriano. Dentro de los resultados obtenidos tenemos en las operaciones se corrió Liner 7" En total 40 Juntas de liner + 1 Pup Joint 7", Long. Total 1602,7' ft. Se usó 25 Centralizadores. Se subió y se conectó Liner Hanger Assy, se verifica agarre del Setting Tool y se tomó parámetros. Circulación 170 gpm, 250 gpm y 336 gpm con 100 psi, 200 psi y 300 psi. Así mismo, se presenta una tabla detallada con las especificaciones del "liner" que se va a instalar o que fue instalado. Se incluyen datos como el tamaño (diámetro), peso, grado del acero, tipo de conexión, longitud y profundidad de asentamiento del liner. En este caso, se observa que se trata de un liner de 7" con diferentes pesos y grados de acero en distintas secciones. Las recomendaciones que se dan una vez finalizada la operación y obtenidos los resultados definitivos, se recomienda realizar un análisis post-operacional para evaluar el éxito de la instalación del liner hanger, identificar posibles áreas de mejora y actualizar los procedimientos si es necesario. Asegurar que la información sobre las profundidades, longitudes y tipos de componentes sea consistente con otros registros del pozo (registros de viaje, informes de fondo de pozo, etc.). Cualquier discrepancia debe investigarse y corregirse

PALABRAS CLAVES: (Liner flex lock III, pozo direccional, operaciones del liner 7")

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL LINER FLEX LOCK III
CONTROL SET ROTACIONAL DE 7" X9-5/8 PARA UN POZO
DIRECCIONAL EN EL CAMPO SACHA DEL ORIENTE
ECUATORIANO**

AUTORES: Lizbeth Nataly Caranqui Huaraca

TUTOR: ING. Portilla Lazo Carlos, MSc.

ABSTRACT

The present work aims to analyze the operations of the 7 "X9-5 / 8 rotational control set flex lock III liner for a directional well in the Sacha field in eastern Ecuador. Among the results obtained in the operations, a 7 " Liner was run. In total, 40 liner joints + 1 Pup Joint 7 ", Total length 1602.7 'ft. 25 Centralizers were used. The Liner Hanger Assy was raised and connected, the grip of the configuration tool was verified, and parameters were taken. Circulation 170 gpm, 250 gpm and 336 gpm with 100 psi, 200 psi and 300 psi. Likewise, a detailed table with the specifications of the "liner" that is going to be installed or that was installed is presented. Data such as size (diameter), weight, steel grade, connection type, liner settling length are included. It is a 7 "liner with different weights and steel recommendations for different sections. Once the operation is complete and the final results are obtained, a post-operational analysis is recommended to evaluate the success of the liner hanger installation, identify possible areas for improvement, and update procedures if necessary. Ensure that information on depths, lengths, and component types is consistent with other well logs (trip logs, downhole reports, etc.). Any discrepancies must be investigated and corrected.

KEY WORDS: (Liner flex lock III, directional well, 7" liner operations)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El propósito de este estudio es evaluar el desempeño de un liner de 7 pulgadas, tomando en cuenta los diversos problemas que podrían afectar su funcionamiento durante las operaciones. Entre estos problemas se consideran las condiciones geológicas del campo Sacha, las variaciones que pueden generar cambios abruptos en la litología y las propiedades mecánicas de las rocas, así como fracturas y fallas que podrían provocar pérdidas de circulación y zonas de debilidad en la formación.

La investigación se enfocará en analizar la información existente relacionada con las operaciones de un liner de 7 pulgadas en un pozo del campo Sacha.

1.2. ANTEDECENTES

En 2014, Gonzales Mercedes realizó un estudio titulado “Análisis para optimizar la adherencia del cemento en los liners de 7 pulgadas en pozos direccionales tipo J y S”. En este trabajo, se aborda la descripción de los distintos equipos involucrados en el proceso de cementación del liner de producción de 7 pulgadas. Además, se detalla el procedimiento de cementación para la sección de 8 1/2 pulgadas, junto con las prácticas operativas recomendadas para lograr una adhesión óptima del cemento. El propósito principal de este análisis es mejorar la adherencia del cemento en el liner de producción de 7 pulgadas en los pozos direccionales del Campo Sacha. (González, 2014)

En 2013, Roberto Banda llevó a cabo una investigación titulada “Uso de la técnica de perforación con liner para resolver problemas en zonas con diferenciales de presión en pozos marinos con alta inclinación”. Con el objetivo de mejorar la eficiencia en los proyectos de perforación, se optó por la técnica de Perforación con Liner (DWL) como una alternativa para realizar la perforación con liner y zapata perforadora en la parte superior de la Formación El Abra. Debido a la inestabilidad de las perforaciones y los

riesgos asociados, es fundamental que esta etapa se ejecute ya con el revestimiento instalado. (Morato, 2013)

En 2021, Ricky Guzmán realizó un estudio titulado “Evaluación de las operaciones durante la perforación de un pozo direccional tipo 'J' con gran desplazamiento, ubicado al noroeste de la Cuenca Oriental del Ecuador”. Durante el proceso, la empresa encargada de fabricar el casing utilizó herramientas para manipular y ensamblar liners de 7 pulgadas, fabricando componentes como zapato de goma, collar de flotación, junta de casing, collar de landing y otra junta de casing de 7 pulgadas. Se empleó soldadura en frío, se inspeccionó el equipo de flotación a 80 pies, y se continuó con la colocación de 16 uniones de liner de 7 pulgadas hasta alcanzar los 1800 pies. La compañía responsable de la cementación llevó a cabo la reunión de seguridad y realizó pruebas de presión en las líneas antes de la cementación del liner de 7 pulgadas. Según el plan, las líneas se probaron a 7000 psi y se efectuó una secuencia de bombeo con 20 barriles de agua tratada y 50 barriles de una mezcla viscosa con un peso de 12 libras por galón. (Cabrera, 2021)

En 2019, Juan Butrón realizó un estudio enfocado en la perforación del tramo de 8 1/2 pulgadas, así como en la cementación y anclaje del liner expandible en el pozo Tacobo TCB-X1004. Debido a la profundidad del pozo, el anclaje se efectuará en la tubería de 9 5/8 pulgadas, con el propósito de fijarlo a la profundidad establecida en el diseño del pozo. (Butron, 2019)

En su tesis de grado titulada “Elaboración de la propuesta para la perforación y finalización de un pozo de desarrollo tipo en el campo de La Vela, estado Falcón” (2004), Chorinos J y Jacanamijoy J describen que la producción se realizará utilizando una mecha de 8 1/2 pulgadas desde los 6,600 hasta los 11,300 pies, empleando un fluido de perforación a base de agua con una densidad de 13.5 lb/gal. Se planea atravesar las formaciones Pedregoso, Agua Clara y Pecaya, correspondientes al Oligoceno. Se eliminará el límite de 7 pulgadas, colocando el colgador 500 pies por encima de la zapatilla de 9 5/8 pulgadas, es decir, a los 6,100 pies. Posteriormente, se ajustará y fijará el colgador en esa profundidad y se instalará el Top Packer. Luego, se elevará 600 pies para crear un espacio anular. Se eliminará la tubería con el instrumento de configuración, y se realizará un viaje de limpieza hasta el colgador utilizando una mecha de 8 1/2 pulgadas y un raspador para el revestidor de 9 5/8 pulgadas. También se hará un viaje de limpieza

con Junk Mill o mecha de 5 7/8 pulgadas hasta el Landing Collar. Finalmente, se bajará la empacadura y se asentará a 6,000 pies, y se llevará a cabo una prueba de afluencia en el colgador de 7 pulgadas. (Chirinos & Jacanamijoy, 2004)

1.3. HIPÓTESIS

La implementación del liner Flex Lock III en pozos direccionales del campo Sacha contribuirá a una mejora significativa en el control rotacional y la prevención de pérdidas de circulación, optimizando así las operaciones de perforación.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General.

Analizar las operaciones del liner flex lock III control set rotacional de 7" X9-5/8 para un pozo direccional del campo Sacha del oriente ecuatoriano.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Detallar las operaciones del liner 7".
- Diseñar el esquema mecánico del liner 7".
- Realizar el tally liner de 7".

1.5. ALCANCE

El alcance de este trabajo es en el análisis de las operaciones de un liner de 7" para un pozo direccional que está ubicado en el campo Sacha en la provincia de Orellana. Con el fin de poder prevenir la pérdida de circulación, requiere un análisis detallado de su operación para garantizar la eficiencia y seguridad de la perforación.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes.

- Control rotacional.
- Prevención de pérdidas de circulación.
- Optimización de las operaciones de perforación.

1.6.2. Variables Independientes.

- Implementación del liner flex lock III.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCION DEL CAMPO SACHA

2.1.1. Ubicación geográfica.

El campo Sacha, situado en la sección 60 de la provincia de Orellana, conocido como corredor "Sacha- Shushufindi", tiene una superficie de 355 km², a 250 km de la ciudad de Quito y a 35 km del sur de la frontera con Colombia (Baby et al., 2004).

Tabla 1. Datos de la Ubicación geográfica del campo Sacha-Fuente:Petroecuador

LATITUD	LONGITUD
00° 19' 22.54" SUR	76°50' 05.87" ESTE

- 1) Límites geográficos campo Sacha.** El campo Sacha limita al norte con los campos Palo Rojo, Vista, Eno y Ron; al sur colinda con los campos Culebra y Yulebra; hacia el este se conecta con los campos Shushufindi-Aguarico, MDC, Limoncocha y Pacay; mientras que al oeste se encuentra con los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (Josué y Castillo Montesdeoca, 2024)

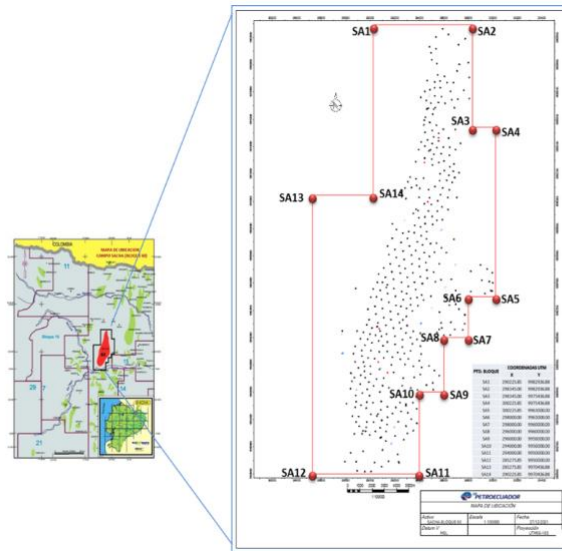


Figura. - 1. Ubicación geográfica del Campo Sacha – Fuente Petroecuador

2.1.2. Estructura del campo Sacha.

El campo Sacha tiene un pliegue anticlinal de dirección norte sur, con una longitud de alrededor de 30 km y una anchura media de 7 km. Se encuentra restringida al oeste debido a un elevado ángulo de falla inversa. Algunas anomalías en la dirección de deslizamiento (transpresiva dextral) con dirección NO-SE con el comportamiento del yacimiento corresponden con el comportamiento del yacimiento. (Pilamunga, 2020).

La configuración del campo Sacha se asemeja al origen cretácico, creando una trampa anticlinal "Sacha Profundo", cuya edad probablemente se encuentra entre el Jurásico inferior tardío y el medio. Este pliegue impacta tanto en las estructuras paleozoicas (formación Pumbuiza y Macuma) como en los depósitos triásicos jurásicos de la formación Sacha. La estructura Shushufinda, conocida como Sacha, surgió durante la primera etapa de inversión tectónica que ocurrió entre el Turoniano terminal y el Maastrichtiano (Rivadeneira y Baby, 1998).

La producción del campo Sacha se origina principalmente de los reservorios Hollín superior e inferior con un API (29 y 27) respectivamente; las formaciones Napo "T", Napo "U" con un API 27 y la formación Basal Tena con un API de 25 se encuentra con una producción más baja. (Silva, 2015).

2.1.3. Estratigrafía campo Sacha.

La producción de hidrocarburo en el Ecuador, está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio: las formaciones Hollín y Napo (areniscas “T”, “U” y M-2); y, depósitos del Cretácico Superior: las areniscas Basal Tena y M-1 (Castro, 2025).

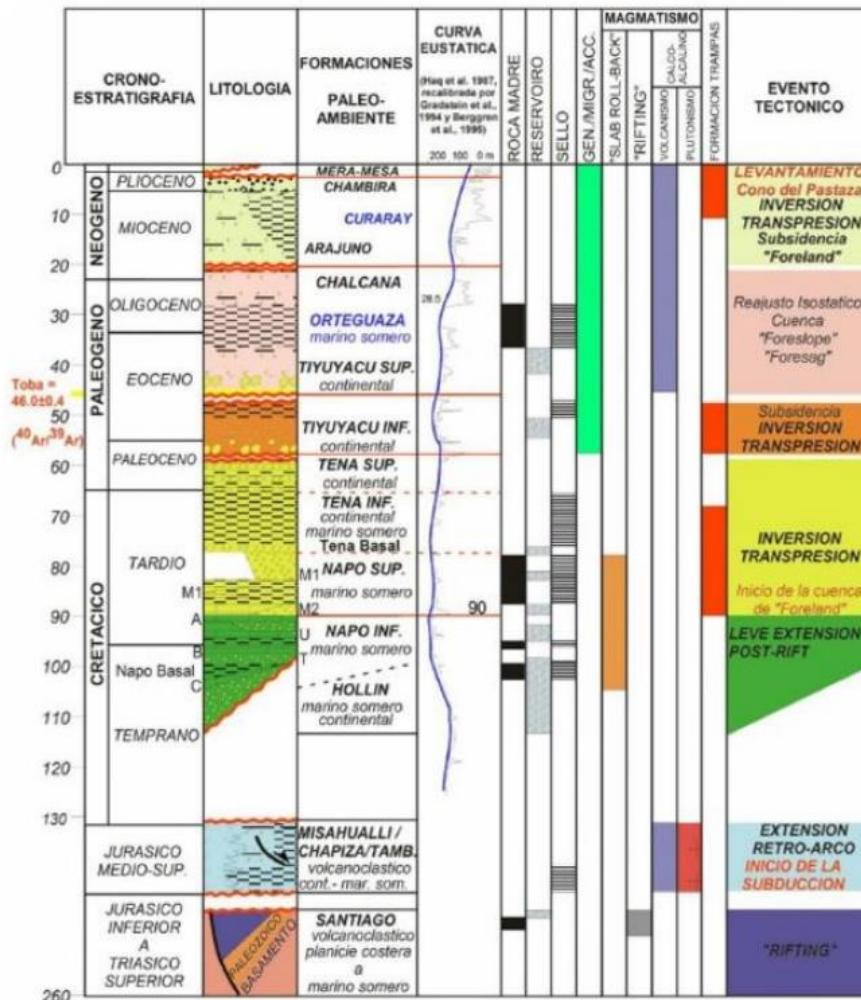


Figura. - 2. Estratigrafía del Campo Sacha - (Baby et al., 2004)

2.1.4. Tipos de formación.

- a) *Orteguaza*. está formada por areniscas de color gris, verduzcas y lutitas de color gris, que varían de verde a negro. El tono gris oscuro o verdoso de las lutitas, su fragilidad, no su calcárea. Con ciertos espesores de areniscas glauconíticas, que cambian su tamaño de grano hasta formar areniscas aglomeradas. (Ávila, 2012)

- b) Tiyuyaco:** está formado por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y conglomerados.
- c) Arenisca:** cuarzosa, blanca, a veces hialina, subtransparente, susceptible a la fricción, grano fino, a veces grano medio, ocasionalmente grano medio.
- d) Arcillolita:** gris clara, gris verdosa, café rojizo, purpura, café amarillento, moderadamente dura a suave, no calcárea, contiene una buena porosidad. (Ávila, 2012)
- e) Tena:** Esta compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de limolita y por calizas en la formación.
- f) Napo:** Se compone de una serie de intercalaciones de lutitas, calizas y areniscas, permitiendo la identificación de calizas de tipo "M-1", y de tope caliza "M-2".
- g) Formación Hollín:** Se encuentra conformada principalmente por intercalaciones entre areniscas y lutitas que indican una rápida transgresión marina.
- h) Hollín principal:** Los sedimentos se perciben como acumulaciones de ríos creadas en canales y áreas de inundación. Están formados por areniscas cuarzosas de tamaño fino hasta bastante grande, entrelazadas con capas muy finas de lutitas. En la parte superior, se encuentran areniscas de grano fino entrelazadas con lutitas de menos de 30 cm de grosor. Finalmente, se compone de lutitas con estratos delgados y laminados de arenisca extremadamente fina. (Meléndez, 2020)
- i) Hollín superior:** Está formada por areniscas de grano fino a medio, distinguidas por laminación y estratificación cruzada, que se ubican entrelazadas con finas capas de lutitas. (Meléndez, 2020)

2.2. POZO PETROLERO

Un pozo de petróleo es un trabajo de ingeniería complicado que tiene como objetivo vincular un depósito de petróleo en el subsuelo con la superficie. Se consigue esto mediante la perforación de la tierra con brocas de diversos diámetros y el revestimiento del interior del pozo con tuberías de diversas profundidades. Los ingenieros de petróleo categorizan estos pozos de acuerdo con su propósito, función, trayectoria y localización, lo cual determina cómo realizan su labor. Respecto al propósito de un pozo, estos pueden ser de carácter estratigráfico (para entender la geología del subsuelo), exploratorio (para explorar nuevos depósitos), delimitador (para establecer la amplitud de un depósito ya

existente) o en desarrollo (para extraer petróleo de un depósito ya existente) (Hocal Pipe Industries, 2020).

2.3. VIDA DE UN POZO

2.3.1. Planificación.

En la fase de planificación, se identifican diferentes recursos para la extracción (Energy Glossary, s. f.)

- En un pozo productivo, se selecciona el objetivo para maximizar la producción del pozo y administrar el drenaje del depósito.
- En un pozo de exploración o evaluación, se selecciona el objetivo para verificar la presencia de un depósito de hidrocarburos factible o para determinar su magnitud.
- En un pozo de inyección, se escoge el objetivo para situar el punto de inyección en un área permeable que pueda resistir la expulsión de agua o gas y/o el impulso de hidrocarburos hacia los pozos de producción próximos.

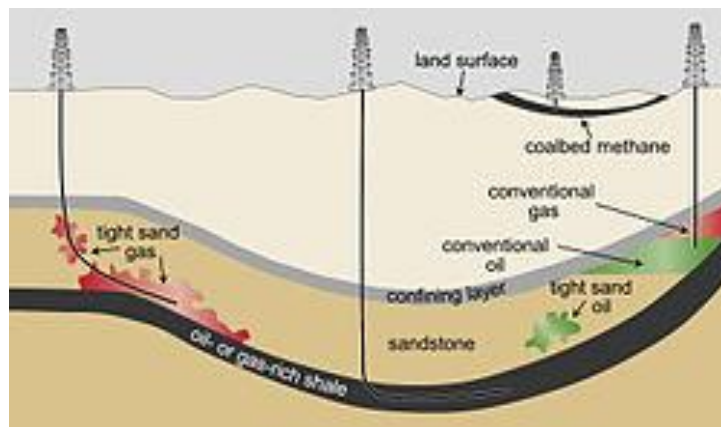


Figura. - 3. Planificación del pozo - (Alcántara, 2024)

2.3.2. Perforación.

El pozo se forma mediante la perforación de un hueco de 12 cm a 1 metro (5 pulgadas a 40 pulgadas) en la tierra, utilizando una plataforma de perforación que rota una broca adherida. Durante el proceso, en las profundidades se sitúan segmentos de tubería de acero (carcasa), con un diámetro levemente inferior al del pozo en ese lugar, en el orificio. La lechada de cemento se impulsará desde el interior para ascender al anillo que se encuentra entre el pozo y el exterior de la carcasa. La tubería de revestimiento brinda solidez estructural a esa sección del pozo que acaba de ser perforado, además de separar las áreas de alta presión que podrían ser peligrosas de las de menor presión y de la superficie. (Energy Glossary, s. f.).

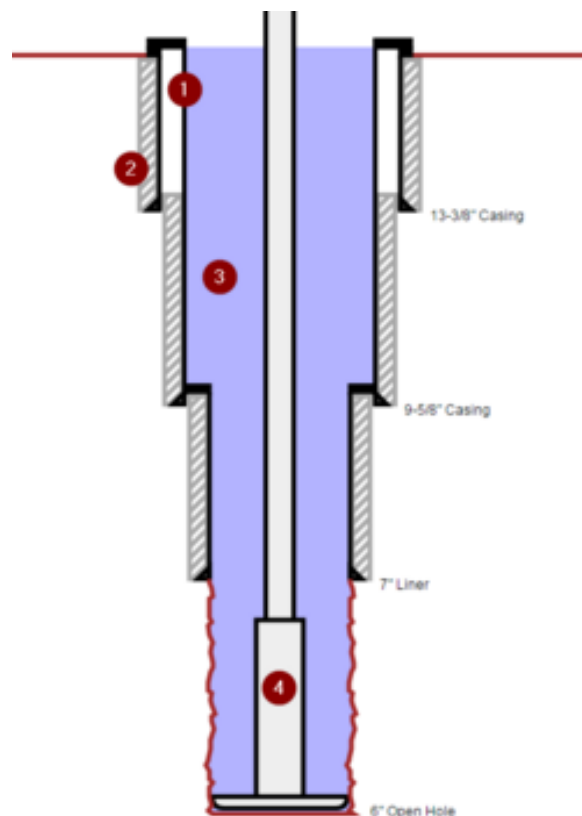


Figura. - 4. Fases de la perforación - (Petroperú, s. f.)

2.3.3. Finalización.

Tras la perforación y el embudo del pozo, debe estar 'culminado'. El proceso de terminación se refiere a la preparación del pozo para la producción de petróleo o gas. En

una conclusión de un pozo entubado, se efectúan minúsculas perforaciones en la sección de la tubería de revestimiento que atraviesa el área de producción, con el objetivo de establecer un camino para que el petróleo se desplace desde la roca aledaña hacia la tubería de producción. En la conclusión de pozos abiertos, frecuentemente se coloca una "pantalla de arena" o un "paquete de grava" en la sección final del depósito perforado, aunque sin revestimiento (Energy Glossary, s. f.).



Figura. - 5. Terminación del pozo - (Pyg Consultores, 2019)

2.3.4. Producción.

Un modelo de un pozo de petróleo comúnmente generado por una bomba, empleado para generar el petróleo recuperable restante cuando la presión natural ya no es suficiente para subir el petróleo a la superficie. La fase de producción es la fase más crucial de la vida de un pozo: cuando se generan el petróleo y el gas. En ese momento, tanto las plataformas de petróleo como las de reacondicionamiento empleadas para perforar y completar el pozo se habrían retirado del pozo, y suele contar con una serie de válvulas conocidas como árbol de Navidad o árbol de producción. Estas válvulas controlan las presiones, supervisan los flujos y facilitan el ingreso al pozo si se requieren más labores de finalización. Desde la válvula de salida del árbol de producción, el flujo tiene la posibilidad de vincularse a una red de distribución de tuberías y depósitos para

proveer el producto a refinerías, estaciones de compresión de gas natural o terminales de exportación de crudo. (Energy Glossary, s. f.).

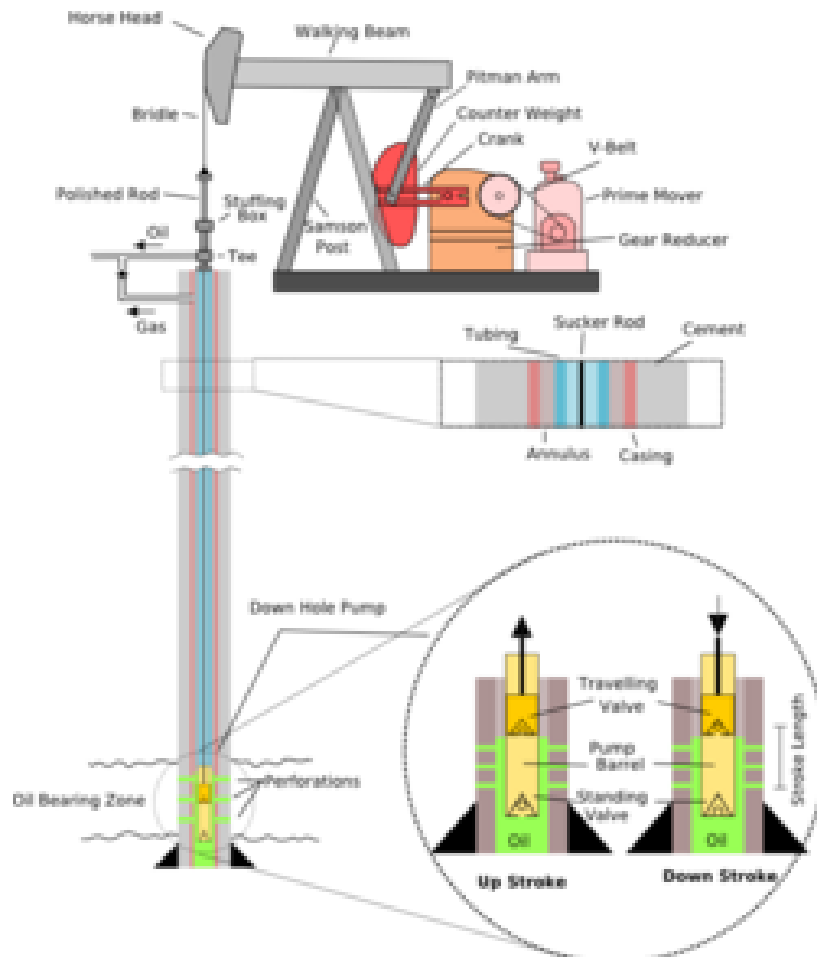


Figura. - 6. Producción de un pozo - (D.M., 2021)

2.3.5. Abandono.

Descubierto de petróleo en el Refugio Nacional de Vida Silvestre del Valle Bajo del Río Grande. Los pozos huérfanos, o abandonados, se refieren a los pozos de petróleo o gas que han sido desmantelados por las industrias de extracción de combustibles fósiles. Estos pozos podrían haber sido desactivados por su carácter antieconómico, la ausencia de transferencias de propiedades (principalmente en situaciones de quiebra) o la negligencia, y, en consecuencia, ya no cuentan con propietarios legales encargados de su administración. La desmontada de pozos puede resultar cara, oscilando entre varios miles de dólares para un pozo en tierra de poca profundidad hasta millones de dólares para uno en alta mar. Por lo tanto, la carga puede recaer en las agencias gubernamentales o en los

propietarios de tierras de superficie cuando una entidad comercial ya no puede ser considerada responsable (Energy Glossary, s. f.).



Figura. - 7. Pozo abandonado en Río Grande - (Adminal, 2014)

2.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS

Es el método que facilita la desviación deliberada de un pozo. Esto se consigue mediante una planificación, considerando ciertos criterios, como la profundidad y posición de la zona de interés, las facilidades para localizar la localización en áreas de superficie, el buzamiento y el espesor del objetivo (Tellez Ruíz, 2016).

2.4.1. Aplicación de pozos direccionales.

La mayoría de los pozos direccionales son altamente costosos y poseen una gran complejidad al perforar, por lo tanto, se implementó estrategias para llegar a las zonas de interés.

2.5. SIDETRACKING

Es un método de perforación utilizado para alterar de manera controlada la trayectoria del pozo, con el propósito de eliminar obstáculos internos como herramientas atrapadas o rectificar desviaciones significativas en relación con la trayectoria inicialmente proyectada, provocadas por averías. Además, proporciona una opción para disminuir los costos (Morales y Morales, 2015)

2.5.1. Ventajas del sidetracking.

- Aprovechamiento de la infraestructura existente.
- Aplicación de última tecnología de fluidos.
- Integración de técnicas avanzadas de perforación direccional/horizontal.
- Explotación de reservorio.
- Reducción en los costos de operación.
- Reducción en la perforación de pozos nuevos.

2.5.2. Localizaciones inaccesibles.

Cuando los objetivos geológicos están bajo ciudades, ríos y zonas ambientales delicadas (como reservas ecológicas), resulta imprescindible situar la plataforma de perforación a una distancia significativa del objetivo

2.6. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS

2.6.1. Domos de sal

El surgimiento de domos salinos sucede cuando la sal, debido a su baja densidad y gran plasticidad, al estar sepultada bajo sedimentos de mayor peso, suele desplazarse verticalmente, instruyendo a las capas subyacentes debido a su flotabilidad relativa (Vázquez Dols, 2017).

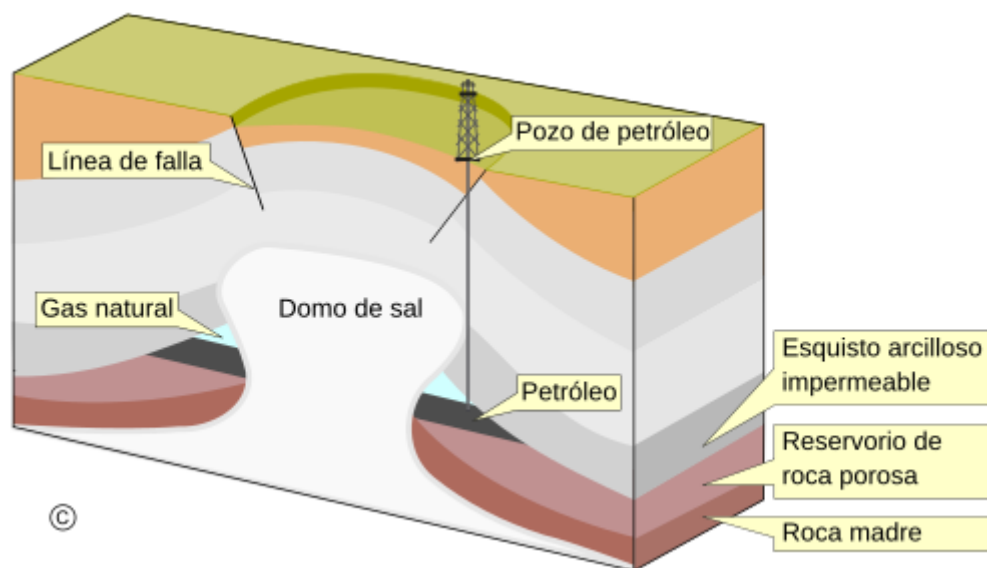


Figura. - 8. Domo de sal - (Petroblogger, 2015)

2.6.2. Pozos multilaterales.

Se refiere a uno o varios pozos (laterales) perforados desde un mismo pozo primario, también puede interpretarse como una perforación múltiple con el objetivo de ampliar la superficie del depósito con el objetivo de disminuir los efectos ambientales en superficie (León, 2007).

2.6.3. Pozos offshore.

Estas operaciones presentan una elevada complejidad técnica, dado que requieren tecnologías avanzadas para poder llegar a las formaciones geológicas ubicadas por debajo del lecho marino (Vázquez Dols, 2017).

2.6.4. Pozos de alivio.

Los pozos de alivio están concebidos para interceptar el pozo problemático a una profundidad determinada en el lugar de intercepción, el cual se selecciona estratégicamente en base a varios factores, tales como la estructura geológica, la profundidad del pozo y sus propiedades. (Esimtech, 2019).

2.7. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales son un método crucial en el sector del petróleo y gas, creado para llegar a reservorios que no se encuentran directamente debajo del lugar de perforación. En contraste con los pozos convencionales que mantienen un rumbo fijo hacia abajo, los pozos direccionales se desvían en ángulos determinados o siguen rutas curvadas para alcanzar su meta. Este método posibilita a los ingenieros superar barreras geológicas, llegar a recursos en lugares alejados o incluso unificar varios pozos desde una única plataforma, disminuyendo de esta manera el efecto en el medio ambiente y mejorando la obtención de hidrocarburos (SALAZAR, 2011).

Principales tipos de pozos direccionales:

- Tipo J
- Tipo J modificado
- Tipo S
- Tipo S modificado
- Tipo horizontal
- Tipo vertical

2.7.1. Pozo Direccional Tipo “J”.

Los pozos de la serie J se identifican por su trayectoria, la cual se asemeja a la forma de la "J". Inician con una sección vertical desde la superficie, después se curvan progresivamente hasta llegar a un ángulo concreto y, al final, se estabilizan en una sección recta que se dirige al reservorio. Este diseño resulta especialmente beneficioso cuando el

reservorio se encuentra desplazado de manera horizontal del lugar de perforación, como bajo un río o una zona resguardada. La curva funciona como un enlace subterráneo, facilitando que el pozo "estire el brazo" para llegar a su meta, mientras que la sección recta garantiza una entrada exacta en el área de producción. Es una respuesta sofisticada para retos como eludir edificaciones en superficie o optimizar el acceso desde un lugar determinado (Altuna, 2024).

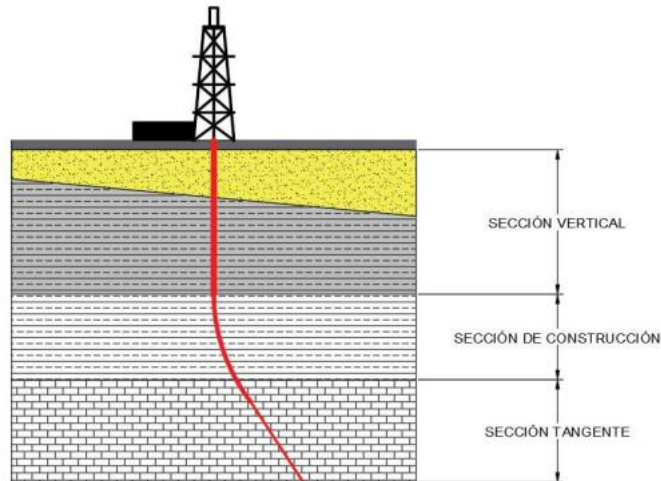


Figura. - 9. Pozo direccional tipo J - (Herrera Herbert, 2020)

2.7.2. Pozo Tipo “J” Modificado.

Los pozos modificados de tipo J son una evolución del diseño básico de tipo J, adaptados para abordar situaciones más complejas. Pueden contener curvas más marcadas, ángulos extra o secciones rectas adicionales para desplazarse alrededor de barreras geológicas, como fisuras o estructuras rocosas densas. Esta adaptabilidad los convierte en perfectos para proyectos en los que las condiciones subterráneas requieren un enfoque más innovador, proporcionando a los ingenieros una herramienta flexible para solucionar problemas particulares. (SALAZAR, 2011).

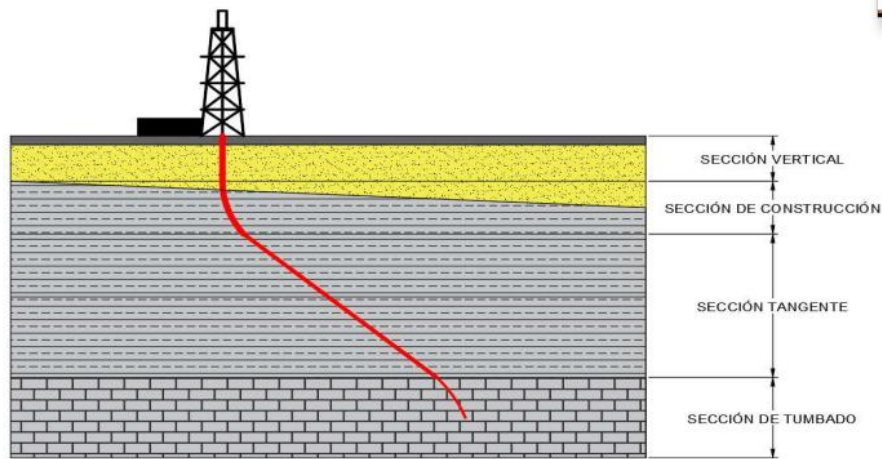


Figura. - 10. Pozo tipo J modificado - (Herrera Herbert, 2020)

2.7.3. Pozo Direccional Tipo "S".

El pozo de forma "S" se proyectó con una trayectoria que consta de cinco secciones: una sección vertical inicial, una sección para formar el ángulo, una sección tangente, una sección de caída de ángulo y una sección vertical final, creando una trayectoria con forma de "S". Inician de forma vertical, se desplazan en una dirección con una primera curva y posteriormente se desplazan nuevamente en dirección contraria antes de alcanzar el objetivo. Este diseño es ideal para circunstancias en las que el pozo necesita eludir formaciones particulares, como domos de sal, o llegar a varios reservorios a distintas profundidades desde una única localización en superficie. Piensa en ello como una serpiente que se desliza alrededor de rocas para encontrar su trayectoria, aunque su complejidad puede aumentar los costos y la dificultad de perforación (Altuna, 2024).

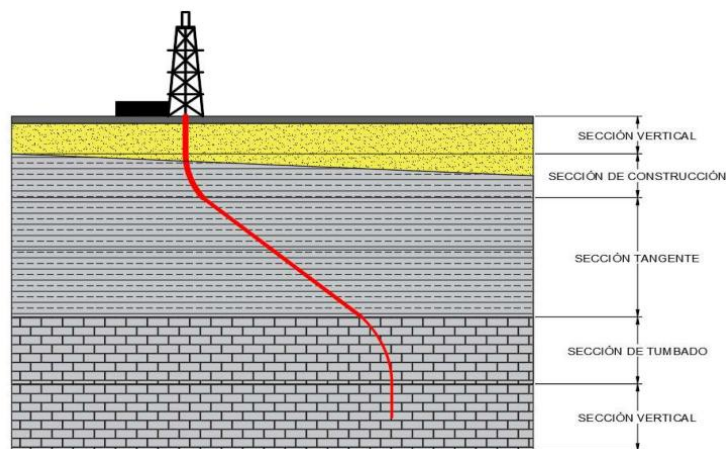


Figura. - 11. Pozo direccional tipo S - (Herrera Herbert, 2020)

2.7.4. Pozo Tipo "S" Modificado.

El pozo modificado de tipo "S" se distinguía del tradicional "S" debido a que, a pesar de que también disminuía su ángulo tras la sección tangente, no vuelve a una inclinación totalmente vertical, añadiendo secciones rectas o modificando los ángulos de las curvas para satisfacer requerimientos particulares. (Altuna, 2024)

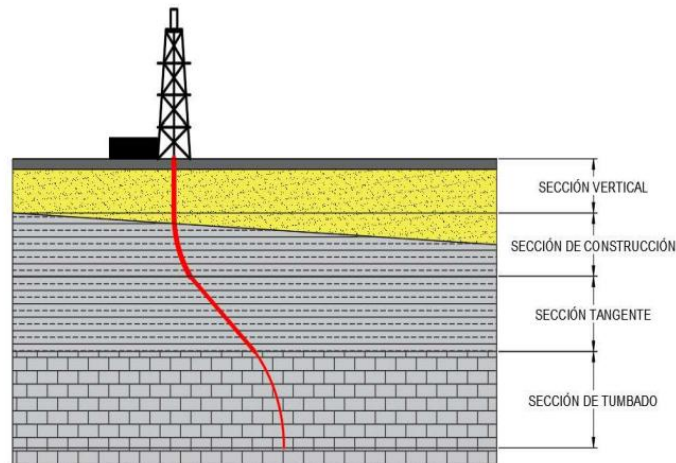


Figura. - 12. Pozo tipo S modificado - (Herrera Herbert, 2020)

2.7.5. Pozo Horizontal.

El pozo horizontal es una de las alternativas más eficaces para maximizar el contacto con el depósito. Comienza con una desviación gradual hasta que el pozo casi se encuentra en posición horizontal, generando un ángulo cercano a los 90 grados en relación a la vertical. La perforación se extiende a través de las capas del yacimiento, atravesando varios metros dentro de la formación productora. La sección horizontal puede prolongarse por cientos o incluso miles de metros, incrementando así el contacto con el área de producción. Este diseño es perfecto para reservorios delgados, estructuras fracturadas o zonas en las que se utiliza la fracturación hidráulica (Altuna, 2024).

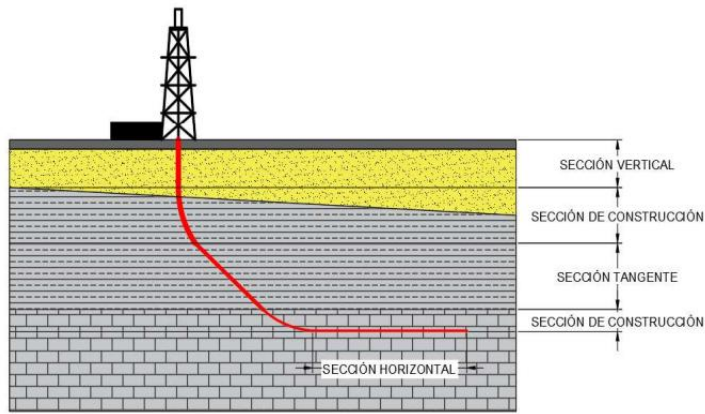


Figura. - 13. Pozo horizontal - (Herrera Herbert, 2020)

2.7.6. Pozo vertical.

El estándar clásico son los pozos verticales: excavados en línea recta desde la superficie hasta el reservorio. Son la alternativa más sencilla y asequible cuando el objetivo se encuentra directamente debajo del lugar de perforación y no existen barreras que necesiten desviarse. Pese a que no poseen la flexibilidad de los pozos direccionales, su ejecución y mantenimiento son más sencillos. No obstante, en reservorios complejos o desplazados, su utilidad puede ser restringida, como un destornillador que opera correctamente solo si el tornillo está en perfecto alineamiento (SALAZAR, 2011).

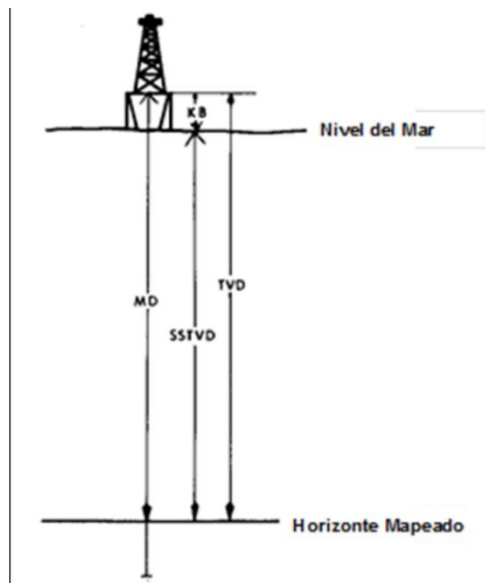


Figura. - 14. Pozo vertical- (Portal del petróleo, 2025)

2.8. ENSAMBLAJES DE FONDO

El ensamblaje de fondo (BHA, Assembly of Bore Hole) representa la parte inferior de la sarta de perforación, está concebido para trasladar peso, brindar estabilidad direccional y simplificar la gestión del camino del pozo. Además, incluye instrumentos de medición y componentes específicos de acuerdo con las necesidades operacionales. Además, incluye herramientas de medición y componentes específicos como también los requisitos operativos. (Perfoblogger, 2020).



Figura. - 15. Herramientas de ensamblaje de fondo - (Salva, 2018)

2.8.1. Componentes de los ensamblajes de fondo.

- a) ***BIT SUB.*** Es una herramienta que permite conectar al drill collars (caja- caja o caja-pin) sirve para unir en su parte inferior a la broca y por parte superior con las diferentes partes de la broca, exactamente mide 1 pie (Vera, 2020).
- b) ***Cross over.*** Facilita la conexión de tuberías o instrumentos de diversas clases de conexiones (caja-caja) (pin-pin) (caja-pin) o para disminuir o aumentar el diámetro (Vera y Verdezoto, 2020).

2.8.2. Tipos de brocas.

Esta herramienta está localizada en la parte inferior de la sarta, utilizada para cortar la formación durante la perforación rotatoria donde es necesario tener ciertos criterios como (Holguin, 2021):

- a) **Brocas Tricónicas:** Maximizan la utilización de insertos de carburo de tungsteno cónicos y de cincel de grandes diámetros y elevada proyección. Este diseño de estructura de corte, unido al desplazamiento máximo del cono, genera elevadas tasas de penetración de la barrena, previniendo que la barrena se agrupe en formaciones pegajosas.
 - **Ventajas de las brocas tricónicas:** Alta resistencia a la compresión, alta formación dura y abrasiva, como la caliza, dolomita y arenisca, por ejemplo. Ideal para estructuras de gran dureza y alta resistencia. Alta eficacia el rodamiento se presenta en forma de cojinete sellado y no sellado.

- b) **Brocas PDC.** Este tipo de brocas consta de cinco alas generalmente se utiliza para perforaciones blandas y semiduras.
 - **Ventajas:** El material utilizado es robusto, fomentando la resistencia al desgaste y ofreciendo una extensa durabilidad. Perfecto para formaciones de tamaño blando, medio y duro. El cortador PDC tiene la capacidad de incrementar notablemente la vida útil y, consecuentemente, una eficiencia elevada.

- c) **Brocas de diamantes naturales:** Este tipo de brocas se emplean en formaciones extremadamente duras o abrasivas, con su principal método de corte basado en fricción o abrasión, particularmente en la zona más profunda de los pozos.



Figura. - 16. Tipos de brocas - (Ramos, 2011)

2.8.3. Motores de fondo.

Es una herramienta que tiene una capacidad la dirigir la broca hacia la zona deseada sin necesidad de rotar la sarta de perforación con el fin de crear un ángulo de desviación (Moreno, 2008).

2.8.4. Motores tipo turbina.

Este tipo de utensilio transforma la energía hidráulica en energía mecánica para rotar la broca, destacando por su habilidad para producir grandes cantidades de potencia, facilitando la perforación de formaciones de gran tamaño. No obstante, su aplicación en brocas tricónicas es restringida debido a necesidades particulares de caudal, velocidades de operación elevadas y cargas axiales considerables. Además, tiene un costo significativo. (Quintuña, 2018).

2.8.5. Motores con desplazamiento positivo (PDM).

Este tipo de motores son instrumentos de fondo que suelen ser impulsados por el fluido de perforación mediante el flujo de lodo de perforación, transformando la energía hidráulica en energía rotatoria (torque) que permite el giro del eje de la broca sin requerir rotación desde la superficie (Quintuña, 2018).

2.8.6. Herramientas de medición surveyys

- a) MWD.* Esta herramienta está diseñada para reconocerla trayectoria del pozo (dirección e inclinación) en tiempo real durante la perforación. (Mazza, 2013).
- **Funcionamiento.** Las mediciones se llevan a cabo en el interior del pozo, donde se guardan temporalmente en memorias y luego se transmiten a la superficie. Existen variaciones en los procedimientos, pero lo más común es el uso de codificación digital y su transmisión a través de pulsos de presión a través del fluido de perforación. Estos pulsos pueden manifestarse en forma de ondas senoidales, tanto positivas como negativas, o continuas. Algunos instrumentos MWD están concebidos para almacenar los datos internamente, posibilitando su recuperación futura a través de sistemas de cable o al retirar el equipo del pozo si se produce un fallo en la transmisión. Además, estas herramientas facilitan la evaluación de propiedades de la formación tales como la resistividad, la porosidad, la velocidad sónica y la reacción frente a los rayos gamma (SLB,2025).
- b) Gyro.* Toma mediciones de dirección e inclinación en zonas donde existen interferencias magnéticas.

2.8.7. Funciones principales de los ensamblajes de fondo.

- Permite aplicar el peso necesario sobre la broca para lograr un rendimiento eficiente.
- Mantiene la estabilidad en el hoyo.
- Promueve controlar la trayectoria.
- Evita la formación de desviaciones a lo largo de la perforación.
- Brinda protección a la tubería de perforación frente a esfuerzos de pandeo y torsión.
- Facilita el acceso a la zona de interés.

2.8.8. Tuberías de perforación (DILL PIPE).

El objetivo es transportar el fluido de perforación para lubricar y llevar a la superficie los residuos generados por la perforación. Son tubos de acero cuyas proporciones oscilan entre 27 y 30 ft, sus extremos están formados por rocas especiales cónicas conocidas como uniones o conexiones (Cargua; Ipiales, 2014).

2.8.9. Tubería pesada (HEAVY WEIGHT).

El tubo de perforación pesado (HWDP) es instalado por el equipo de perforación como parte de la sarta, actuando como un componente intermedio entre el tubo de perforación (DP) y los collares de perforación (DC). Su función principal es permitir una transición progresiva de rigidez dentro del ensamblaje, equilibrando la flexibilidad del DP con la rigidez y el peso del DC. Esta disposición favorece una distribución más uniforme de las tensiones axiales, reduce la concentración de esfuerzos en las conexiones y mejora el rendimiento dinámico de la sarta durante las labores de perforación (Carrera and al, 2012).

2.8.10. Drill collars.

Los collares de perforación se colocan en la sección inferior de la sarta y se caracterizan por tener paredes gruesas y una elevada densidad. Su principal propósito es proporcionar el peso necesario sobre la broca, permitiendo que los elementos de corte ejerzan la fuerza requerida para romper y penetrar las formaciones geológicas. En las operaciones de perforación direccional, se utilizan con mayor frecuencia collares en espiral, ya que reducen el área de contacto con las paredes del pozo. (MAZZA, 2023).

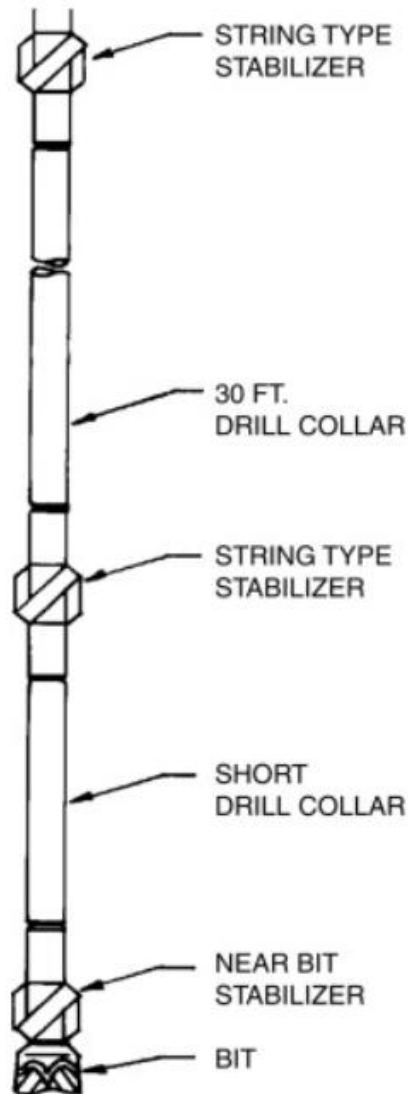


Figura. - 17. Collares de perforación - (Lyons & Weller, 2021)

2.8.11. Estabilizadores.

Facilita el incremento de la estabilidad y la orientación de la sarta de perforación, incluye resistir cargas físicas, reducir las vibraciones y evitar desvíos del pozo, y mejorar la eficacia del proceso de perforación. Las propiedades del estabilizador posibilitan resistir las fuerzas y presiones producidas durante la perforación, además de la resistencia al desgaste bajo condiciones de presión y temperatura variables. (Rodríguez, 2024).

2.9. LINER DE 7”

En el ámbito de la industria del petróleo, un "liner" de 7 pulgadas alude a una sección de tubería de revestimiento que se coloca dentro de un pozo perforado, aunque no alcanza la superficie. Por otro lado, se sujeta o "cuelga" de la tubería de revestimiento que se ha instalado anteriormente (Elsayed, 2013).

- a) **Diámetro:** Las "7 pulgadas" se refieren al diámetro nominal de esta sección de tubería.
- b) **Función:** El liner cumple varias funciones importantes:
- **Aísla zonas problemáticas:** Puede sellar zonas inestables, con pérdidas de circulación o con presiones anormales.
 - **Protege la formación productora:** En los liners de producción, se aísla la zona donde se encuentra el petróleo o gas de otras formaciones.
 - **Reduce costos:** Al no alcanzar la superficie, se emplea menos acero, reduciendo así los gastos de perforación y finalización.
 - **Mejora la hidráulica:** En pozos profundos, usar liners en las secciones inferiores puede facilitar la circulación de fluidos de perforación.
 - **Instalación:** Se ingresa al pozo por medio de la tubería de perforación y se sujeta o se sujeta a través de un "colgador de liner" (liner hanger) en la tubería de revestimiento superior. Después, usualmente se fija en su posición para garantizar un sellado firme entre el liner y la formación.

En conclusión, un liner de 7 pulgadas es una sección de tubería de revestimiento de 7 pulgadas de diámetro que se coloca dentro de un pozo sin alcanzar la superficie, empleada para diferentes tareas vinculadas a la perforación y la generación de hidrocarburos (Elsayed, 2013).

2.9.1. Importancia de un liner de 7 pulgadas.

Esta sección de tubería es muy importante porque puede ser utilizada para varias funciones dentro de la perforación, entre sus importantes funciones, tenemos (Díaz et al., 2012):

- a) **Reducción de costos:** e emplea menos tubería al no llegar a la superficie, lo que resulta en un ahorro considerable en los gastos de revestimiento, particularmente en pozos profundos.
- b) **Mejora de la hidráulica:** En perforaciones profundas, el empleo de liners posibilita el uso de diámetros reducidos en las secciones inferiores del pozo, lo que simplifica el flujo de fluidos de perforación y potencia la eficiencia hidráulica.
- c) **Aislamiento zonal:** Los liners se adhieren en su posición, lo que facilita el aislamiento de distintas áreas geológicas o productivas dentro del pozo, evitando la comunicación indebida de fluidos entre ellas.
- d) **Protección de formaciones:** El liner cubre la pared del pozo, brindando estabilidad y previniendo derrumbes, además de resguardar las formaciones productoras de eventuales perjuicios provocados por los fluidos de perforación o finalización.
- e) **Adaptabilidad en pozos profundos:** En pozos profundos, gestionar sartas completas de tubería de revestimiento puede resultar complicado. Los liners proporcionan una mayor flexibilidad y sencillez en el manejo.
- f) **Preparación para la producción:** Los liners de producción se ubican en las áreas de producción y hacen más sencilla la instalación de los equipos de producción requeridos para la extracción de hidrocarburos.
- g) **Reparación de revestimientos existentes:** En determinadas situaciones, se recurre a liners de longitud más corta (también llamados "scab liners") para reparar secciones deterioradas o desgastadas de un revestimiento ya existente.

2.9.2. Uso Principal.

- a) **Revestimiento de zonas específicas del pozo:** La aplicación más habitual de un liner es para cubrir una parte inferior del pozo, usualmente la zona de producción

o una zona problemática (como formaciones inestables o pérdidas de circulación) (Muñoz, 2021).

- b) *Aislamiento de zonas:*** El liner, al fijarse en su posición, contribuye a aislar diversas formaciones geológicas, previniendo la comunicación indebida de fluidos entre las mismas.
- c) *Reparación de revestimientos existentes:*** Se pueden utilizar liners más pequeños (como un "scab liner") para reparar secciones dañadas o desgastadas de un revestimiento previo (Muñoz, 2021).

2.9.3. Ventajas del uso de Liners.

Entre las principales ventajas del uso de los liners, tenemos las siguientes (Fuertes, 2024):

- a) *Reducción de costos:*** Al no extender la tubería hasta la superficie, se utiliza menos acero, lo que resulta en un ahorro significativo en los costos de revestimiento.
- b) *Mejora de la hidráulica en perforaciones profundas:*** En pozos profundos, el empleo de un liner en la sección inferior posibilita el uso de tuberías de mayor diámetro en la sección superior, lo que simplifica el flujo de fluidos de perforación y disminuye las pérdidas de presión.
- c) *Mayor flexibilidad en el diseño de completación:*** La utilización de un liner ofrece una mayor adaptabilidad en el diseño de la terminación de la zona productora, sin importar las propiedades del revestimiento superior.
- d) *Facilita el manejo en pozos profundos:*** Es complicado y arriesgado manejar una sarta de revestimiento que alcanza el fondo de un pozo profundo. El liner, por su longitud más corta, simplifica su inserción y adhesión.

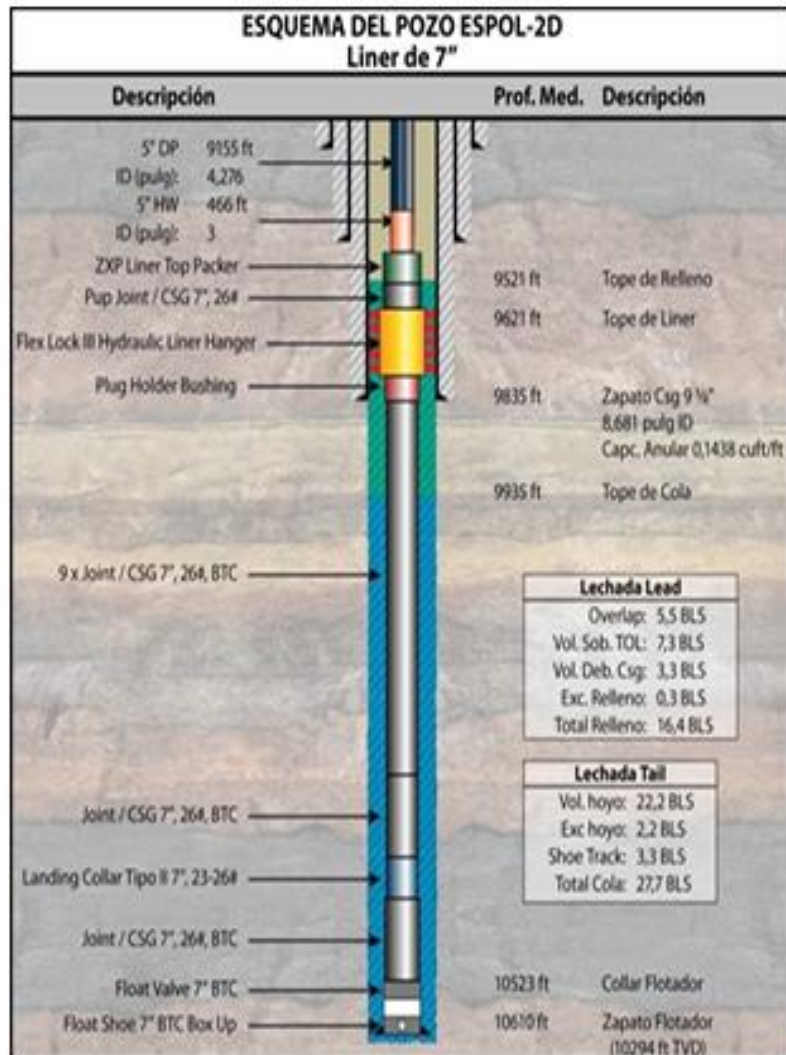


Figura. - 18. Esquema de un Liner 7'' - (Díaz et al., 2012)

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología presentada del presente trabajo desarrollará una investigación de tipo bibliográfica, con el fin de analizar las operaciones del liner de 7” en un pozo direccional que se encuentra ubicado en el campo sachá del oriente ecuatoriano (Salas Ocampo, 2008).

El proyecto se desarrollará en un pozo direccional en el Campo Sachá de la Cuenca Oriental, utilizando la información recabada a partir de los informes diarios de perforación del pozo correspondiente. En otras palabras, los datos técnicos e información serán gestionados de forma confidencial, lo que se determina por la propia compañía.

3.1.1. Tipo de investigación.

La Investigación Bibliográfica o Documental es un procedimiento sistemático y regular que implica la búsqueda, elección y valoración de datos significativos acerca de un asunto particular, con la finalidad de adquirir un entendimiento detallado y reciente de este. Es fundamental la investigación bibliográfica en cualquier área del saber, ya sea en el ámbito científico, humanístico o técnico. Facilita a los investigadores el conocimiento actual sobre un tema específico, reconocer las teorías y enfoques más destacados que se han desarrollado en torno a este, y definir las líneas de investigación futuras más relevantes (Parrales, 2023)

- a) **Población.** Para este estudio la población elegida son los pozos direccionales petroleros perforados del área del campo sachá.
- b) **Muestra.** Como muestra se tomó un pozo de trayectoria direccional del mismo campo (SACHA-362)

- c) **Técnicas de recolección de datos.** Análisis de datos, recolección de bibliografía, estudio de variables, comparación a través de cuadros comparativos de los parámetros químicos, reológicos y litológicos del campo.

3.2. INFORMACIÓN DEL POZO

Tabla 2. Información del pozo Sacha 362 D

Fuente: Petroecuador

POZO:	SACHA 362 D
DIAMETRO, PESO Y GRADO:	9-5/8", 47 lb/ft, N-80, BTC @ 9,502 ft
PROFUNDIDAD DE POZO:	10,966ft
DIAMETRO DE OPEN HOLE:	8-1/2"
ANGULO DE DESVIACION MAX:	30°
TIPO DE LODO:	Base Agua 10.10 lb/gal

3.2.1. Datos del liner.

Tabla 3. Datos del Liner

Fuente: Petroecuador

DESCRIPCION LINER HANGER:	COLGADOR HIDRAULICO MODELO FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL 7" x 9- 5/8
DESCRIPCION CASING:	7", 26 lb/ft, N-80, BTC
LONGITUD:	1,602 ft
PROFUNDIDAD BOCA DE LINER:	9,361 ft
OVER LAP:	140 ft
OD – ID	7.000" – 6.276"
CONEXIÓN:	7" 26 lb/ft BTC PIN x 7" 26 lb/ft BTC BOX
MATERIAL:	140 KSI MYS
COMM:	H29223

3.2.2. Capacidad y valores de presión.

Tabla 4. Capacidad y valores de presión

Fuente: Petroecuador

PRESION DE ANCLAJE DE COLGADOR:	1,780 psi (NOMINAL) (5 Pines 356 psi c/u)
LIBERACION DE SETTING TOOL:	2,200 psi (NOMINAL) +/- 15% (5 Pines 476 psi c/u)
PRESION DE CORTE DE ASIENTO LANDING COLLAR:	3,400 psi (NOMINAL) +/- 15% (8 Pines 450 psi c/u)
CAPACIDAD DE CARGA DE FLEX LOCK III:	950,000 lb
CAPACIDAD DE SETTING TOOL:	597,000 lb
CAPACIDAD DE CARGA DE CASING INSTALADO:	364,780 lb (9-5/8" 47 lb/ft C-95)

3.3. LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7" X9-5/8

El término "LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7" X9-5/8" se refiere a un conjunto de herramientas o un sistema utilizado en la industria de la perforación de pozos (especialmente petróleo y gas) para la instalación de un liner (Muñoz, 2021)

3.3.1. Partes del liner.

El liner tiene muchas partes, pero entre sus partes mas importantes y principales, tenemos (Baker Hughes, 2024)

- a) **Liner:** En el proceso de perforación, un liner es un segmento de la tubería de revestimiento (casing) que no alcanza la superficie del pozo, sino que se encuentra suspendido de una tubería de revestimiento ya existente a una profundidad superior. Se emplea para cubrir una sección recién perforada del pozo, brindar estabilidad, aislar áreas de fluidos indeseables y posibilitar la prolongación de la perforación a una profundidad superior con un diámetro de pozo reducido. (Baker Hughes, 2024)

- b) ***Flex Lock III***: Es posible que "Flex Lock III" sea la denominación comercial o el modelo particular de un tipo de colgador de liner (liner hanger) o un sistema de empaquetado (packer) de una compañía específica. Estos sistemas tienen la responsabilidad de garantizar la ubicación del liner dentro del pozo, ofreciendo un sellado hidráulico y sosteniendo su peso. El "III" podría referirse a una generación o versión tercera del producto.
- c) ***Control Set Rotacional***: Esto señala que el sistema de sujeción de liner (control set) se pone en marcha o se fija a través de un movimiento rotatorio desde la superficie. En vez de emplear presión hidráulica o expulsión de bolas, se rota la sarta de perforación en la superficie para poner en marcha los mecanismos de sujeción y cierre del liner en el fondo del pozo. (Baker Hughes, 2024)
- d) ***7" X9-5/8"***: Estas son las dimensiones del liner y/o del pozo donde se va a instalar.
- e) ***7" (siete pulgadas)***: Probablemente se refiera al diámetro exterior (OD) del liner que se está instalando.
- f) ***9-5/8" (nueve y cinco octavos de pulgada)***: Esto podría ser el diámetro interno (ID) de la tubería de revestimiento superior donde se ubicará el liner, o el diámetro del pozo que se ha perforado previamente en esa sección. Es la tubería o el hueco más amplio donde se colocará y colgará el liner de 7". (Baker Hughes, 2024)

3.3.2. Beneficios.

- a) ***Precisión de Control Rotacional***: Un "Control Set Rotatorio" de 7" (posiblemente en referencia al diámetro de un componente clave) hace alusión a la capacidad de controlar con alta precisión el movimiento rotacional. Esto se traduce en: (Baker Hughes, 2024)
 - **Mejor Calidad del Producto/Proceso**: En procesos de fabricación o posicionamiento, la exactitud en el movimiento rotacional es fundamental para lograr acabados de calidad, ensamblajes precisos y mediciones exactas. (Baker Hughes, 2024)
 - **Operaciones Más Eficientes**: Un control preciso reduce el tiempo de ciclo y minimiza errores, optimizando la producción.
 - **Reducción de Desperdicios**: Al minimizar errores y sobrepases, se reduce la cantidad de material o energía desperdiciada. (Baker Hughes, 2024)

b) Capacidad de Bloqueo o Sujeción (Flex Lock): La mención de "Flex Lock" sugiere un mecanismo de sujeción o bloqueo flexible. Esto podría ofrecer:

- **Seguridad Mejorada:** Al asegurar elementos en una ubicación determinada, se evita el desplazamiento indebido, lo cual es crucial para la seguridad operativa y del personal. (Baker Hughes, 2024)
- **Estabilidad en la Operación:** Permite que el sistema mantenga una posición o configuración fija durante fases críticas del proceso.
- **Versatilidad:** Un "bloqueo flexible" podría implicar la capacidad de ajustar y reajustar fácilmente el bloqueo según las necesidades, sin requerir herramientas complejas o largos tiempos de inactividad.
- **Mayor Durabilidad de Componentes:** Al asegurar las partes, se reduce la vibración y el desgaste prematuro. (Baker Hughes, 2024)

c) Protección y Desempeño (Liner): Un "Liner" (revestimiento) generalmente implica una capa protectora o un componente interno que mejora el rendimiento o la vida útil.

- **Mayor Vida Útil del Equipo:** Protege los componentes internos del desgaste, la corrosión o la abrasión, prolongando la vida útil del sistema.
- **Rendimiento Consistente:** Asiste en la conservación de las tolerancias y el rendimiento óptimo del sistema, incluso en situaciones de funcionamiento rigurosas. (Baker Hughes, 2024)
- **Reducción de Mantenimiento:** Al proteger los componentes, se disminuye la frecuencia y el costo de las labores de mantenimiento.
- **Adaptabilidad a Diversos Entornos:** Si el liner se fabrica con un material particular, podría posibilitar que el sistema funcione en entornos corrosivos, abrasivos o de elevadas temperaturas. (Baker Hughes, 2024)

3.3.3. Beneficios Específicos (Conjeturas basadas en industrias).

a) En la Industria de Perforación (Oil & Gas - si "Liner" se refiere a revestimiento de pozo) (Baker Hughes, 2023):

- **Integridad del Pozo Mejorada:** Un "liner" es vital para la estructura resistente del pozo, evitando derrumbes y la entrada de fluidos indeseables.

- **Control de Fluidos:** Ayuda a aislar diferentes zonas de la formación y a controlar el flujo de hidrocarburos.
 - **Facilidad de Instalación/Recuperación (si "Flex Lock" se refiere a un sistema de unión):** Un sistema "Flex Lock" podría facilitar la conexión y desconexión de secciones de liner, o su fijación, disminuyendo los tiempos de funcionamiento.
 - **Capacidad de Rotación (si el sistema rotacional se refiere a la instalación del liner):** La rotación durante la instalación del liner puede ayudar a reducir la fricción y mejorar la cementación.
- b) En Maquinaria Industrial/Automatización (si "Liner" se refiere a una guía lineal o elemento de protección) (Backer Hughes, 2023):**
- **Movimiento Lineal/Rotacional Suave y Preciso:** Si el liner es parte de una guía, contribuye a movimientos sin fricción.
 - **Protección de Ejes/Rodamientos:** El liner podría proteger las partes rotativas de la contaminación o el desgaste.
 - **Fácil Integración:** Un "Control Set Rotacional de 7 pulgadas" podría ser un módulo pre-ensamblado para fácil integración en sistemas más grandes.

3.3.4. Aplicaciones.

- a) Anclaje de Liners (Revestidores) en Pozos de Petróleo y Gas (Muñoz, 2021):**
- **Pozos con Fluidos de Perforación Pesados:** El sistema está concebido para gestionar situaciones en las que los fluidos de perforación poseen una elevada densidad, lo que podría complicar la instalación de los liners tradicionales.
 - **Pozos con Alto Contenido de Sólidos:** En pozos donde hay una gran cantidad de material sólido suspendido, el diseño "streamlined" (perfil aerodinámico) del hanger soporta el "packed-off solids" (acumulación de sólidos que bloquean el anular), incrementando así la confiabilidad. (Muñoz, 2021)
 - **Rotación de Liners para Alcanzar la Profundidad Deseada:** La capacidad rotacional del sistema es esencial para facilitar la llegada del liner al fondo del pozo, particularmente en zonas estrechas o complejas, al disminuir la fricción y simplificar la supervisión de obstáculos.
 - **Cementación Mejorada:** Durante el proceso de cementación, la rotación del liner contribuye a una distribución más uniforme del cemento alrededor del

liner, aspecto crucial para la integridad del pozo y la prevención de flujos indeseables. (Muñoz, 2021)

- **Operaciones en Pozos con Alta Presión y Alta Tasa de Circulación:** El sistema de control (ControlSET) se ha diseñado para evitar que el hanger se asiente de manera prematura en aplicaciones de alta presión y alta tasa de circulación, incluso si existen escombros existentes. Esto se debe a su mecanismo de bloqueo en cilindros y a su diseño hidráulicamente balanceado. (Muñoz, 2021)
- **Pozos con Condiciones de Fondo Extremo:** El sistema se emplea en pozos donde las condiciones del terreno son especialmente exigentes, y los sistemas tradicionales de fijación de los revestidores no son apropiados.

3.3.5. Ventajas y desventajas.

- Alta Capacidad de Carga:** Ofrece una alta capacidad de soporte de carga, permitiendo sostener liners de mayor peso con una distribución reducida de esfuerzo sobre la tubería principal de revestimiento. Esto resulta esencial para mantener la integridad estructural del pozo. (Diego Novak,2016)
- Anclaje Bidireccional Confiable:** Tiene la capacidad de anclarse de manera confiable en ambas direcciones, lo que proporciona mayor seguridad y estabilidad al revestidor una vez asentado.
- Facilita el "Washing/Reaming to Bottom":** a configuración del sistema y su capacidad de rotación permiten realizar operaciones de limpieza (wash) y reacondicionamiento (ream) del liner hasta la profundidad deseada, incluso en zonas del pozo con formaciones difíciles o presencia de residuos. Esto reduce el riesgo de que el liner se atasque y asegura su correcta colocación en la posición final. (Diego Novak,2016)
- Optimización en Pozos con Fluidos de Perforación Pesados y Alto Contenido de Sólidos:** Su perfil aerodinámico "streamlined" resiste la acumulación de sólidos (packed-off solids), incrementando así la confiabilidad del sistema en circunstancias de perforación desafiantes.
- Prevención de Asentamiento Prematuro (ControlSET):** La versión de alta gama del sistema (ControlSET) incorpora un mecanismo de bloqueo de cilindro y un diseño hidráulicamente balanceado que evita el asentamiento anticipado del

hanger. Esto es crucial en operaciones de alto flujo circulatorio, alta presión o en presencia de escombros, donde el asentamiento no planificado podría generar serias dificultades. (Diego Novak,2016)

- f)* **Mejora de la Cementación:** La capacidad rotatoria del liner, aunque opcional, ofrece importantes beneficios al permitir una rotación controlada tanto durante su descenso como en el proceso de cementación. Esta acción contribuye a una distribución más uniforme del cemento alrededor del liner, lo que mejora la adherencia, optimiza el sellado hidráulico y fortalece la integridad general del pozo. (Diego Novak,2016)
- g)* **Mayor Durabilidad:** El diseño sólido y las propiedades de bloqueo favorecen una mayor resistencia de los componentes, disminuyendo el desgaste y extendiendo la durabilidad del sistema.
- h)* **Flexibilidad Operativa:** Facilita una mayor adaptabilidad en las operaciones de perforación y finalización, dado que puede ajustarse a diferentes circunstancias del pozo y perfeccionar el procedimiento de instalación del liner. (Diego Novak,2016)

3.3.6. Desventajas del LINER FLEX LOCK III CONTROL SET ROTACIONAL DE 7”.

Entre las principales desventajas de trabajar con un Liner Flex Lock III Control Set rotacional de 7”, tenemos (Sánchez, 2011)

- a)* **Costo Inicial:** Como sistema de tecnología avanzada y eficiencia para usos esenciales, es probable que su costo de compra sea considerablemente superior al de sistemas de sujeción de revestidores más elementales o tradicionales.
- b)* **Complejidad Operativa/Mantenimiento:** Como un "Control Set" con un sistema de bloqueo y rotación, su operación puede ser más complicada y demanda personal con formación especializada. Los trabajos de mantenimiento y reparación también pueden ser más avanzados. (Sánchez, 2011)
- c)* **Dependencia de la Limpieza del Pozo:** A pesar de que está concebido para resistir sólidos, la acumulación excesiva de escombros o un lodo de perforación insuficiente todavía podrían impactar su desempeño y la habilidad para alcanzar la profundidad.

- d) Riesgo de Fallos del Sistema de Control:** Cualquier sistema mecánico o hidráulico complejo presenta un peligro intrínseco de error. Pese a que el ControlSET está concebido para evitar precedentes, un funcionamiento incorrecto del mecanismo de bloqueo o los controles podría provocar inconvenientes operativos y un tiempo de inactividad costoso. (Sánchez, 2011)
- e) Tamaño y Logística:** A pesar de que un sistema sólido de 7 pulgadas es un tamaño estándar, podría necesitar medidas logísticas particulares para su traslado y manejo en la plataforma de perforación.
- f) Compatibilidad:** Es fundamental garantizar la compatibilidad con otros elementos del BHA (Assembly Bottom Hole) y las condiciones particulares del pozo. Una elección o uso equivocado podría resultar en ineficacias o errores. (Sánchez, 2011)

3.3.7. Componentes.

- a) Cuerpo del Liner Hanger (Hanger Body):** Se trata de la estructura central del sistema, donde fluye el fluido de perforación y se ubican los demás elementos. Se indica que el cuerpo del Flex-Lock III es idéntico para la versión hidráulica y la hidráulica rotacional. Está concebido para resistir las cargas del tejido liner (Viscarra, 2011).
- b) Mecanismo de Anclaje (Slips):** Se trata de cuñas o mordazas que se proyectan hacia el exterior para "morder" y asegurar el liner hanger a la tubería de revestimiento principal (casing) previamente instalada. Para el Flex-Lock, se hace referencia a un diseño único de "slip-seat" que ofrece una elevada capacidad de carga.
- c) Mecanismo de Bloqueo / Asentamiento (Setting Mechanism):** Es el sistema que activa los slips para que el liner hanger se ancle. Para la versión "Control Set", esto es hidráulico y muy avanzado (Viscarra, 2011):
- **Cilindros Hidráulicos Espejo/Equilibrados:** Para prevenir el asentamiento prematuro debido a la presión de circulación o escombros.
 - **Mecanismo de Cilindro de Bloqueo (Cylinder Locking Mechanism):** Componente del sistema ControlSET que garantiza que el colgador no se asiente hasta que se ejerza la presión requerida, incluso en situaciones de elevada presión o presencia de sólidos.

- d) Rodamiento de Empuje (Thrust Bearings o Tapered Roller Bearing Assembly):** Este es un elemento esencial para la función de rotación. Facilita que el liner se mueva sin importar el liner hanger una vez que se ha asentado, lo que simplifica la cementación. Se hace referencia a una "junta de rodamientos tapered" que facilita la rotación del liner en su posición establecida. (Viscarra, 2011)
- e) Empaquetador de la Parte Superior del Liner (Liner Top Packer, ej. ZXP Liner Top Packer):** Este elemento se fija en la parte superior del hanger de liner tras la fijación del hanger. Su tarea consiste en establecer un sellado anular entre la parte superior del liner y la tubería de revestimiento principal, evitando así la transferencia de fluidos y garantizando una adecuada cementación. Algunos pueden contar con "Hold Down Slips" para prevenir el desplazamiento ascendente. (Viscarra, 2011)
- f) Herramienta de Carrera (Running Tool, ej. HRT/HRDTM Running Tool):** No constituye un componente permanente del hanger de liner, pero resulta crucial para su instalación. Es el instrumento que se enlaza con el hanger de liner y la tubería de perforación (drill pipe) para subir el liner al pozo. Incluye los procedimientos para accionar y desplazar el hanger de liner.
- g) Asiento de Bola (Ball Seat System):** En los sistemas de asentamiento hidráulico, se emplea una bola (o un sistema parecido) que se desplaza desde la superficie hasta una posición determinada en la herramienta de carrera o en el soporte de cinta. Una vez que la bola alcanza su asiento, el sistema se presuriza para poner en marcha el mecanismo de asentamiento. Se habla de "extrudable ball seats" en el ControlSET FLEX-LOCK V, que permiten presiones determinadas para activar el hanger y liberar la herramienta de carrera. (Viscarra, 2011)
- h) Válvulas Flotadoras y Zapatos Guía (Float Collar and Shoe):** Estos se colocan en la parte inferior del liner (aunque no forman parte de este hanger, son fundamentales para el montaje del liner). El "float shoe" (zapato orientador) contribuye a orientar el liner hacia el pozo y posee válvulas de retorno inmediato. El "float collar" (collar flotante) también alberga válvulas y ofrece un lugar de ubicación para los tapones de cementación (Viscarra, 2011).



ESQUEMA MECANICO LINER 7" POZO SACHA 362 D

Taladro: CPV 79
 Pozo: SACHA 362D
 Campo: SACHA
 Provincia: ORELLANA
 Pais: Ecuador
 Operadora: RIO NAPO
 Company Man: DIEGO ESCOBAR
 eradores TIW: J. SEGARRAE, GALLEGOS
 Telefono: (593) 2273973

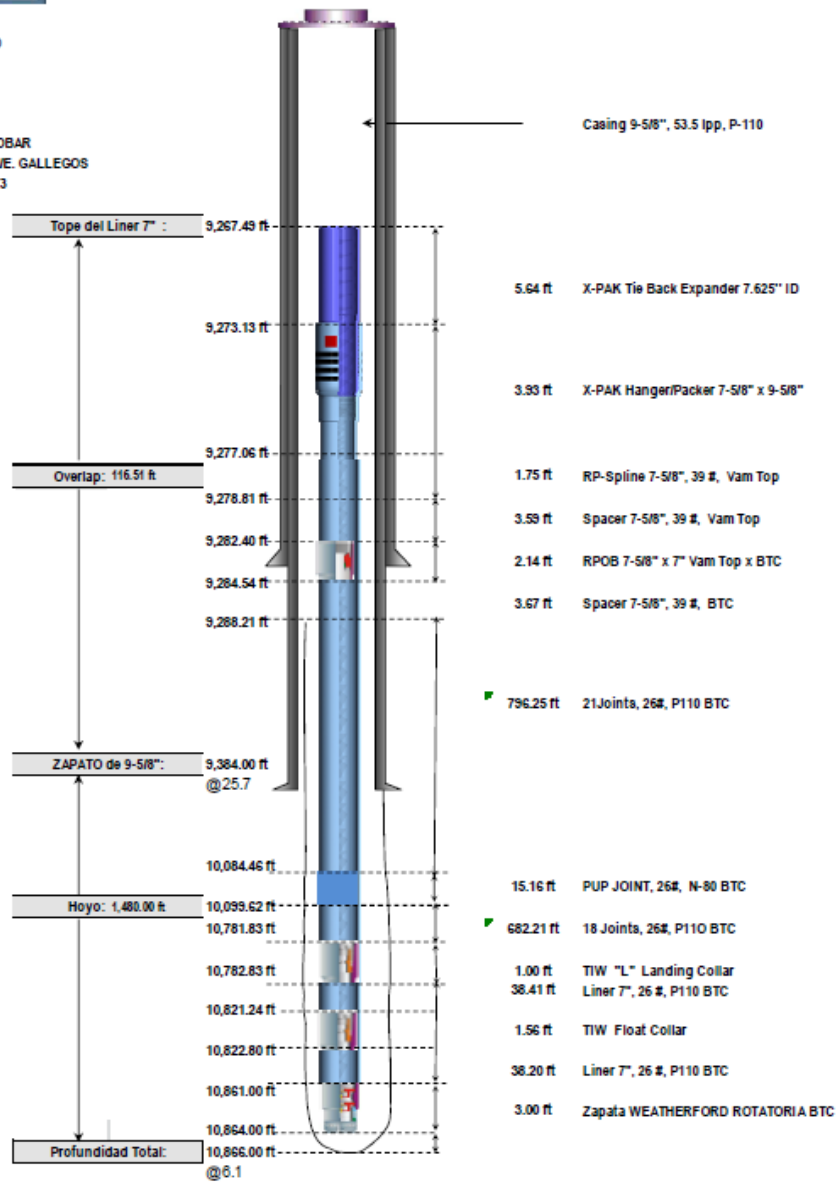


Figura. - 19. Esquema mecánico del Liner 7" - (Viscarra, 2011)

3.4. TALLY LINER DE 7”

Un "tally liner de 7" alude a un recubrimiento (liner) que tiene un diámetro exterior de 7 pulgadas (cerca de 17.8 cm). El concepto de "tally" señala que es un componente minucioso que se registra y supervisa durante el montaje de la tubería. En el marco de los pozos de petróleo, se emplea un liner de 7 pulgadas durante la etapa de producción, frecuentemente a profundidades de hasta 6050 pies de profundidad.(Romero, 2013).

3.4.1. Explicación detallada.

- a) **Liner:** Es una tubería de revestimiento que no se extiende hasta la superficie del pozo, sino que se suspende o ancla dentro de otra tubería de revestimiento.
- b) **Diámetro de 7 pulgadas:** Este indica la medida exterior de la tubería del liner.
- c) **Tally:** Es una documentación o recopilación que incluye información específica de cada tubería, incluyendo su longitud y clase, empleada durante la perforación y edificación del pozo.
- d) **Aplicación en pozos petroleros:** Durante la etapa de producción de un pozo, se emplea el liner de 7 pulgadas para cubrir un segmento de la perforación, facilitando la extracción de fluidos (gas o petróleo)
- e) **Material:** A menudo se utiliza acero grado N80 para los liners de 7 pulgadas.

3.4.2. Importancia del Tally Liner de 7 pulgadas.

- a) **Precisión en la profundidad:** Es esencial el tally para establecer con precisión la profundidad a la que se fija el liner en el pozo. Es crucial para garantizar que atienda de forma eficaz la zona objetivo (productora o problemática) de forma eficaz (Romero, 2013).
- b) **Cálculos de volumen:** Gracias a las longitudes precisas de cada sección, es posible determinar con exactitud los volúmenes internos del tejido. Esta información es crucial para organizar y llevar a cabo operaciones como la cementación (ocupación del espacio entre el liner y la formación) y las operaciones de tratamiento químico.

- c) **Control de inventario:** El tally facilita el seguimiento del inventario de tubería empleada, lo que resulta crucial para la administración de costos y la organización de operaciones futuras (Romero, 2013)
- d) **Seguridad:** Un tally exacto contribuye a evitar fallos durante la inserción del liner, previniendo potenciales inconvenientes mecánicos o de integridad del pozo.
- e) **Diseño de la completación:** La información del tally es vital para planificar la disposición de la finalización dentro del liner, incluyendo la localización de los empacadores, las herramientas de producción, entre otros.
- f) **Referencia futura:** El tally se convierte en un documento de referencia importante para futuras intervenciones en el pozo, como reparaciones o trabajos de reacondicionamiento (Romero, 2013).

CLIENTE		TALLY CASING, LINER & TUBING												
FECHA:		COMPANIA OPERADORA:		COMPANIA PERFORADORA:		ING. JEFE DE POZO:		REPORTE No.:		LOCALIZACION:				
TALLY XXXXXX														
TAMANO (ulg)	GRADO	PESO (lb/ft)	CONEXION	O.D. (ulg)	CAPACIDAD (bb/ft)	DESPLAZAMIENTO (bb/ft)	PRESION DE COLAPSO (psi)	PRESION DE ESTALLIDO (psi)	TENSION (psi)	TORQUE MANEJO (psi-ft)	TORQUE OTORNO (psi-ft)	TORQUE MANEJO (psi-ft)		
					0	0.000000								
					0	0.000000								
DIAMETRO DEL HUECO		PROFUNDIDAD FINAL	BOBILLO	PESO LODO (lb/gal)	FACTOR DE SORMEADA	PESO BLOQUE (lb)	PROFUNDIDAD FLOAT SHOE ANTERIOR	OVERLAP / TRASLAPE	DESCRIPCION HTAS		PESO	Capacidad	Desplaz.	
					1.000			0.00	DRILL PIPE					
									HWDP					
JUNTA CORRIDA #	JUNTA MARCADA #	JUNTA VC ENTOR	SERIAL	COLADA	CENTRAL ZAKER	LONGITUD TOTAL (PES)	LONGITUD EFECTIVA (PES)	LONGITUD ACUMULADA (PES)	TOPE	CAPACIDAD (bb/ft)	DESPLAZAMIENTO (bb/ft)	PESO BOYADO (lb)	INDICADOR DE PESO (lb)	COMENTARIOS
								0.00	0	0.00	0.000	0	0	
FLOAT SHOE								0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
1	1							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
FLOAT COLLAR								0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
2	2							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
LANDING COLLAR								0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
3	3							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
4	4							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
5	5							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
6	6							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
7	7							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
8	8							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
9	9							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
10	10							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
11	11							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
12	12							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
13	13							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
14	14							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
15	15							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
16	16							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
17	17							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
18	18							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
19	19							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
20	20							0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
NOTA:		PUP JOINT LINER (ADAPTER)						0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
		LINER HANGER						0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
		Top Packer Top Liner						0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
		Setting Tool						0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	
		CROSSOVER						0.00	0.00	0.00	0.000	0	0	

Figura. - 20. Tally, Casing, Liner y Tubing - (Cervantes, s. f.)

3.5. ESQUEMA MECÁNICO DE UN LINER DE 7"

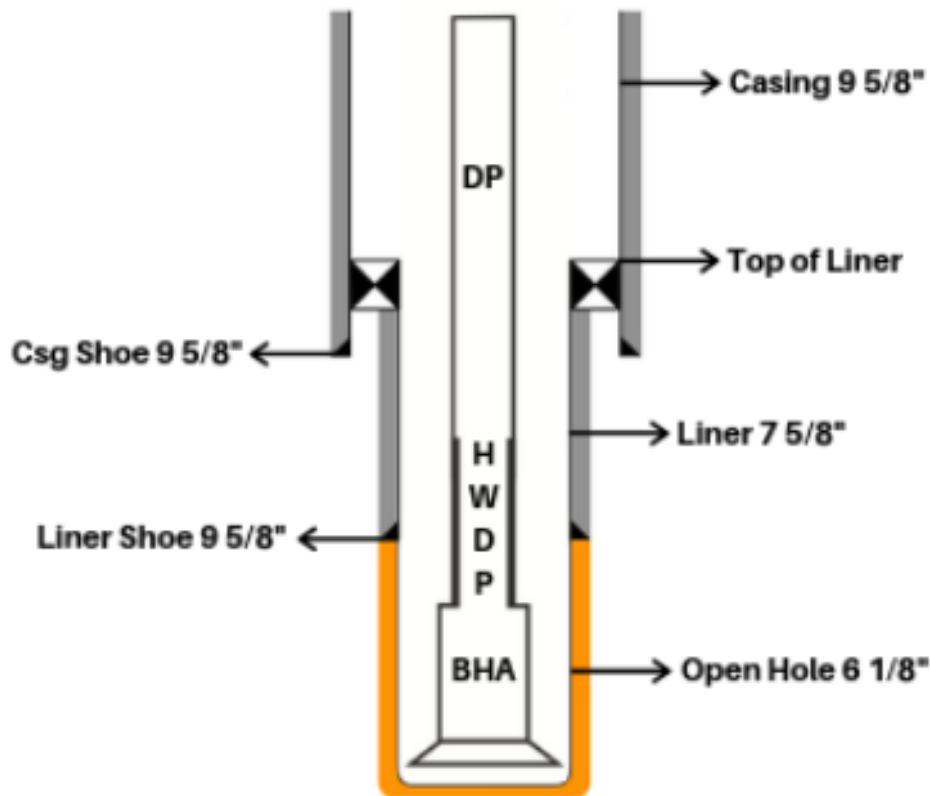


Figura. - 21. Esquema mecánico de un Liner 7"- Fuente: Petroecuador

3.6. INFORME TÉCNICO OPERACIONAL

Se deslizó un liner de 7 pulgadas con una longitud de 1602.7 pies, empleando 25 centralizadores y un montaje de soporte Liner que se comprobó para su firmeza. Se fijaron normas de tránsito y se supervisó el peso de la sarta durante la descenso.

El liner descendió gradualmente hasta alcanzar el zapato de 9 5/8" a 9502 pies, y posteriormente persistió en un hoyo abierto. Se detectó resistencia a 9971 pies, lo que implicó llenar y romper la circulación mediante rotación para progresar. Desde los 10261 pies hasta la profundidad total (TD) de 10966 pies, el liner descendió a través de

circulación, rotación y desplazamiento axial, hasta llegar al fondo y estabilizar los parámetros de perforación.

Se liberó el instrumento de configuración, y tras conectar y verificar el equipo de cementación, comenzó el bombeo. En el movimiento del cemento, el torque se incrementó y la rotación se limitó a los 115 bbls, a pesar de que teóricamente el acoplamiento de los tapones alcanzaba los 156 bbls. Se llevó a cabo el bump de tapones a 214.5 bbls de desplazamiento, con presiones que oscilaban entre 2900 y 3400 psi.

Al final, se liberó la presión, se detuvo y se llevó a cabo un Back Flow. Se tensó la sarta, se fijó el Top Packer con 100 Klbs, y se llevó a cabo un test de presión a 700 psi/10 min, cambiando el lodo por agua fresca. El Asistente de Configuración fue extraído a la superficie, corroborando la eliminación de los pines.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. OPERACIONES DE LINER 7”

Se deslizo Liner 7" En total 40 Juntas de liner + 1 Pup Joint 7", Long. Total 1602,7' ft. Se usó 25 Centralizadores. Se subió y se conectó Liner Hanger Assy, se verifica agarre del Setting Tool y se tomó parámetros. Circulación 170 gpm, 250 gpm y 336 gpm con 100 psi, 200 psi y 300 psi. Peso de la sarta 95 Klbs subiendo y bajando.

Se bajó Liner con 12 paradas de HWDP 5" + 48 paradas DP 5", se baja en paradas desde la torre y llenando cada 10 paradas y conejeando parada por parada. Se llegó hasta el zapato de 9 5/8" @ 9502' ft.

Se toman los siguientes parametros y se circula un fondo arriba antes:

Tabla 5. Pesos de las operaciones con el Liner 7". Fuente Petroecuador

PESOS	Sin circulacion	Con circulacion	Rata de bombeo	de Presion	Torque
Teorico	266 klbs	266 klbs	170 gpm	250 psi	10 rpm/14kft-lbs
Subiendo	310 klbs	305 klbs	250 gpm	450 psi	20rpm/14kft-lbs
bajando	225 klbs	225 klbs	335 gpm	800 psi	40rpm/14kft-lbs

Se continuó corriendo Liner dentro de Hoyo Abierto, desde 9502' ft controlando los siguientes parámetros.

Parada # 75@ 9971 ' ft se llena y se rompió circulación constante rotacion 30 rpm 14- 16 Kft - lbs. Se continuó bajando liner sin bomba ni rotación las paradas # 77 y 78 hasta conseguir apoyo con la parada # 79, se continuó bajando liner desde 10261' ft hasta TD @ 10966' FT con circulación y rotación, 230 gpm / 800 - 1000 psi y rotación de 40 rpm / 15 - 18 Kftlbs y movimiento axial.

Se llegó al fondo @ 10966' ft y se continuó circulando hasta completar dos fondos arriba, se mantuvo constante rotación y movimiento axial. Presión se estabilizó en 280 gpm / 900 psi y torque en 40 rpm / 18 Kft-lbs.

Se subió y se conectó Cabeza de Cementación. Se detuvo bombeo y se liberó bola de bronce de 1 1/2", se tomó pesos de la sarta sin bomba 390 Klbs subiendo y 230 Klbs bajando. Se ubicó Liner en profundidad @ 10964 ft y se desplazó bola con 80 gpm / 450 psi.

Con bombas del Rig se procedió a presurizar en directa hasta 2500 psi, se liberó presión hasta 1000 psi y se bajó sarta y se confirmó asentamiento del Hanger con 80 Klbs de peso. Se incrementó presión hasta 2800 psi y se rompió asiento de bola.

Se levantó sarta y se confirmó liberación del Setting Tool. Sarta subió libre con 350 Klbs y baja con 205 Klbs, se perdió 40 Klbs. Se continuó circulando con 270 gpm / 900 psi y rotación de 30 rpm / 13 Kft-lbs.

Cia. BJ conectó y prueban líneas de cementación con 7000 psi. Se inició trabajo de cementación según programa. Se liberó tapón y se inició desplazamiento del cemento manteniendo sarta en constante rotación con 20 rpm / 13 Kft-lbs.

Se registró las siguientes presiones y caudales.

Tabla 6. Presiones iniciales y finales según las Rata bpm. Fuente Petroecuador

RATA bpm	Pres inicial psi	Pres final psi
5 bpm	250 psi	800 psi
4 bpm	600 psi	1200 psi

Con 115 bbls de desplazamiento se incrementó torque a 18 Kft-lbs y se detiene rotación. Se bajó caudal a 3 bpm pero no se evidenció acople de tapones. (Acople teórico 156 BLS) Se continuó desplazamiento.

Tabla 7. Presiones - Iniciales y Finales, según Rata bpm. Fuente Petroecuador

Rata bpm	Pres inicial psi	Pres final psi
3 bpm	1000 psi	1200 psi
2 bpm	1000 psi	1800 psi
1 bpm	1600 psi	900 psi
1bpm	900 psi	2500 psi
0.5bpm	2600 psi	2900 psi

Se hizo bump de tapones con 214.5 bbls de desplazamiento de 214 bbls calculados, a 0.5 bpm y presión de 2900 a 3400 psi. Liberó presión en las líneas de cemento y desconectó + Se hizo Back Flow 2 bbls. Se levantó sarta 10 ft y se tensiona 150 KLBS (total hasta 450 KLBS). Se baja la sarta y se asienta Top Packer con 100 KLbs de peso.

Se levanta Setting Tool a 9350 ft TOL y se circula en directa 600 Ggpm / 1900 psi. Realizó prueba de Top Packer con 700 psi/10 min, se desplazó lodo 10.1 ppg por agua fresca. Sacó setting tool a superficie y se verifico rompimiento de pines.

En general, la operación fue compleja y presentó desafíos, especialmente durante la corrida en agujero abierto y la fase inicial del desplazamiento del cemento. Sin embargo, el equipo logró superar estos obstáculos y completar exitosamente la cementación y el asentamiento del liner y el packer.

La pérdida de circulación a 9971 pies fue un desafío importante. Aunque se logró restablecerla, es crucial investigar la causa (pérdida en la formación, inestabilidad del pozo) para futuras operaciones.

El incremento de torque y la detención de la rotación con solo 115 bbls de desplazamiento, junto con la no evidencia de acople de tapones al bajar el caudal, sugiere que pudo haber habido un problema con el desplazamiento del cemento o una pega del tapón antes de lo esperado.

Sin embargo, el bump final a 214.5 bbls (cercano al calculado) indica que el cemento llegó a su destino, aunque la fase inicial del desplazamiento tuvo dificultades. La constante monitorización y registro de parámetros como presión, caudal, peso y torque demuestra una buena práctica operativa y capacidad de reacción ante imprevistos.

4.2. ESQUEMA MECÁNICO EL LINER 7"

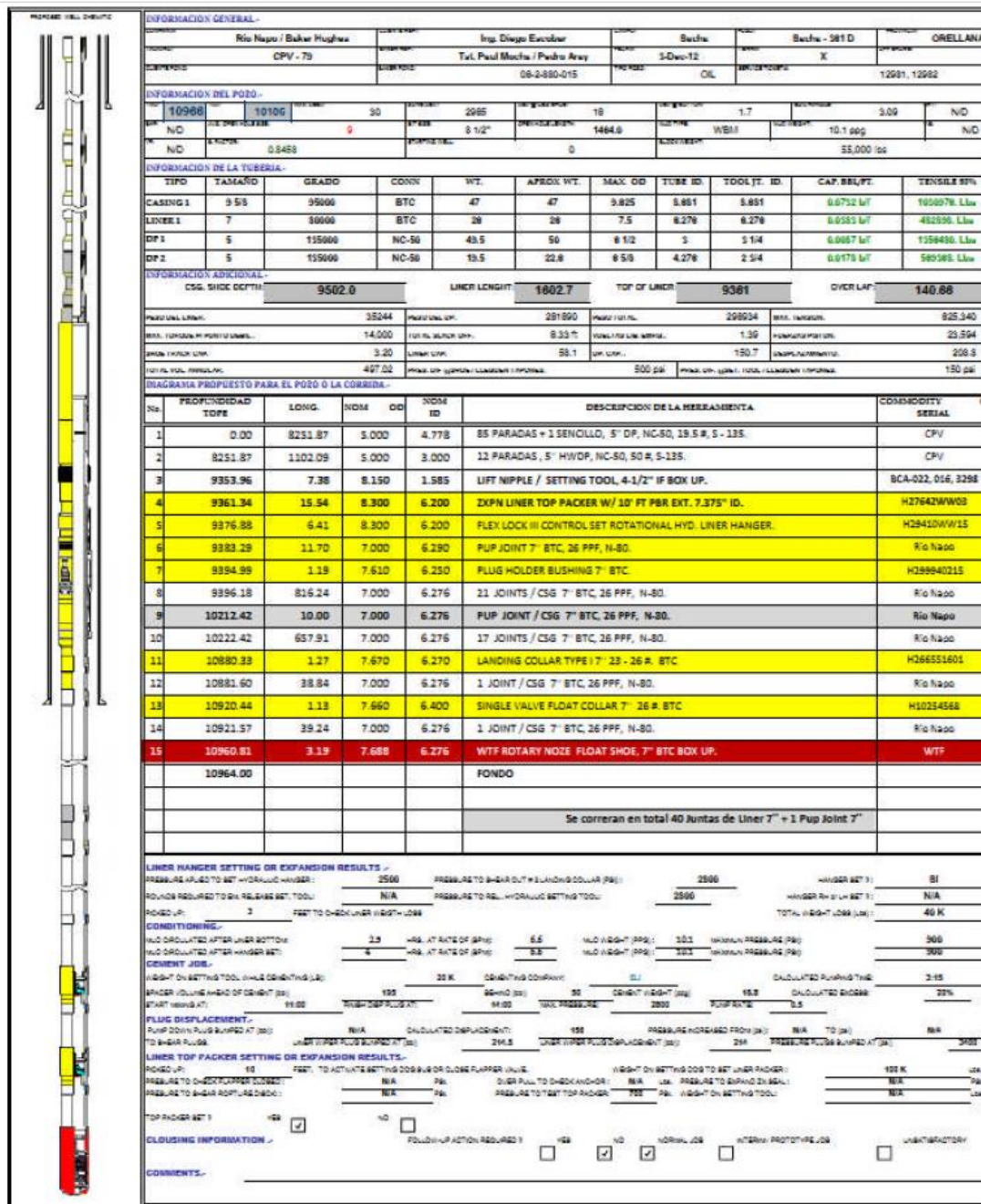


Figura. - 22. Esquema mecánico del Liner 7" - Fuente Petroecuador

Se presenta una tabla detallada con las especificaciones del "liner" que se va a instalar o que fue instalado. Se incluyen datos como el tamaño (diámetro), peso, grado del acero, tipo de conexión, longitud y profundidad de asentamiento del liner. En este caso, se observa que se trata de un liner de 7" con diferentes pesos y grados de acero en distintas secciones. Se especifica la profundidad del tope del liner (9502.6 ft) y la profundidad de traslape (1602.7 ft).

Se incluye una sección para registrar los resultados de la operación de asentamiento y expansión del liner hanger. Se especifican parámetros como la presión aplicada, el desplazamiento, la tasa de bombeo y las lecturas de los indicadores. Esta sección parece estar parcialmente completada con valores numéricos.

Esta imagen se centra específicamente en la operación de instalación de un "liner hanger". Un "liner hanger" es un dispositivo mecánico que se utiliza para colgar una sección corta de tubería de revestimiento (el "liner") dentro de una sección de revestimiento previamente instalada. Esto se hace por diversas razones, como aislar zonas productoras, reparar secciones dañadas del revestimiento principal o extender la profundidad del revestimiento a un menor costo que correr una columna completa desde superficie.

4.3. INFLUENCIA DE UN LINER 7"X9-5/8 FLEX LOCK CONTROL SET ROTACIONAL

4.3.1. Superación de la Fricción y el Arrastre (Drag) en Pozos Altamente Desviados.

- a) Problema en Pozos Direccionales:** A medida que la inclinación del pozo aumenta (especialmente en secciones horizontales o de alto ángulo), la fricción entre la tubería del liner y las paredes del pozo se vuelve un obstáculo considerable. Esto puede generar un arrastre excesivo (drag) que impide que el liner llegue a la profundidad deseada (TD - Total Depth).
- b) Influencia del FLEX-LOCK Rotacional:** La capacidad rotacional del sistema Flex-Lock es crucial. Al poder rotar el liner mientras se baja, se reduce drásticamente la fricción entre el liner y la formación/revestimiento, permitiendo que el liner descienda con mayor facilidad hasta su punto de asentamiento objetivo. Esto es una ventaja fundamental en pozos direccionales donde el peso de la sarta no es suficiente para vencer la fricción.

4.3.2. Optimización de la Cementación en Secciones Horizontales/Altamente Desviadas.

- a) **Problema en Pozos Direccionales:** En pozos direccionales, es muy difícil lograr una buena distribución del cemento alrededor del liner debido a la gravedad, que tiende a que el cemento se asiente en la parte inferior del anular. Esto puede llevar a canales de lodo no desplazado y una pobre integridad del sello.
- b) **Influencia del FLEX-LOCK Rotacional:** La rotación del liner durante la fase de cementación ayuda a homogeneizar la distribución del cemento alrededor del anular. Al rotar, se rompen los "canales" de lodo o fluidos de perforación, permitiendo que el cemento se asiente uniformemente y desplace todo el fluido residual. Esto es vital para:
 - **Mejor Aislamiento Zonal:** Asegura que las diferentes zonas de producción o presión estén correctamente aisladas.
 - **Mayor Integridad Estructural:** Proporciona un soporte de cemento más fuerte para el liner.
 - **Reducción de Fallas en la Cementación:** Disminuye la necesidad de operaciones de cementación secundaria (squeeze cementing), que son costosas y llevan tiempo.

4.3.3. Manejo de Fluidos de Perforación Pesados y Alto Contenido de Sólidos.

- **Problema en Pozos Direccionales:** Los pozos direccionales a menudo requieren fluidos de perforación más pesados para controlar la presión de la formación, y la geometría del pozo puede llevar a una mayor acumulación de sólidos. Esto puede "tapar" (pack-off) el anular alrededor del liner hanger y dificultar el asentamiento.
- **Influencia del FLEX-LOCK (Diseño Streamlined y ControlSET):** El diseño "streamlined" (perfil aerodinámico) del hanger y su resistencia al "packed-off solids" son especialmente beneficiosos en pozos direccionales donde la acumulación de sólidos es un riesgo mayor debido a las trayectorias curvas y a la gravedad. El sistema ControlSET previene el asentamiento prematuro, incluso

con altas tasas de circulación y escombros, lo cual es crucial en operaciones complejas de pozos direccionales.

4.3.4. Prevención de "Presets" (Asentamiento Prematuro).

- a) **Problema en Pozos Direccionales:** Las altas tasas de circulación necesarias para limpiar el pozo y controlar los influjos en pozos direccionales pueden generar presiones que activen prematuramente los liner hangers convencionales, lo que resultaría en una herramienta atascada o mal asentada.
- b) **Influencia del Control SET:** El sistema Control SET del Flex-Lock III, con sus cilindros hidráulicos equilibrados y mecanismo de bloqueo, es fundamental para evitar el asentamiento prematuro. Esto permite que el liner sea bajado a través de las secciones más desafiantes del pozo direccional con la confianza de que no se activará hasta el momento y la presión deseados.

4.3.5. Reducción de Riesgos y Tiempo de Inactividad.

- a) **Influencia General en Pozos Direccionales:** Al facilitar el descenso del liner, mejorar la cementación y prevenir el asentamiento prematuro, el sistema Flex-Lock III Rotacional reduce significativamente los riesgos asociados con la instalación de liners en pozos direccionales. Esto se traduce en:
 - **Menos "Stuck Pipe" (tubería pegada):** Menor probabilidad de que el liner quede atascado antes de llegar a la profundidad objetivo.
 - **Reducción de Viajes Fallidos:** Disminuye la necesidad de sacar el liner del pozo y volver a intentar la operación.
 - **Optimización del Tiempo de Perforación:** Ahorra tiempo y costos operativos al asegurar una instalación exitosa en el primer intento, lo cual es crítico dado el alto costo de operar un taladro en pozos direccionales.

4.4. TALLY LINER DE 7''

Se detallan parámetros clave de la sarta, como el diámetro de la tubería de revestimiento superficial (9 5/8"), la profundidad de la zapata (9,384.00 ft), el diámetro del agujero abierto (12 1/4"), la profundidad del agujero abierto (11,489.00 ft), el diámetro de la tubería

de revestimiento de producción (7"), la profundidad de la zapata del liner (10,844 ft) y el tope del liner (9,249.47 ft). También se incluye información sobre el lodo de perforación (densidad, viscosidad, etc.).

Rig: PDV 79		Operator: RIO NAPO		TIW ECUADOR	
Well: SACHA 262 D		Company Man: DIEGO ESCOBAR		Phone: 022 273-973	
Field: ORELLANA		Company Man Baker: REGULO ESTRADA		Technician: Jose Segarra / Edison Gallegos	
Lease:				Date: January 13, 2013	
Country: ECUADOR					
Last Casing Ø:	9 5/8 in.	Mud weight:	10.00 ppg	Liner Ø:	7 in.
9-5/8" Shoe at:	9,384.00 ft	Boyancoy F.:	0.8472	7" Liner shoe at:	10,864 ft
Open Hole:	1,480.00 ft	Hook weight:	60,000 lbs	Overlap:	116.51 ft
7" Liner Long:	1,596.51 ft	Cap. Bomba:	0.120 bbls/sk	T.D.:	10,866 ft
7" Liner Top:	9,267.49 ft				

Type	Grade	Weight	OD	ID	Capacity	Steel Vol.
CSG	N-80	47.0 lbs/ft	9.625 in.	8.681 in.	0.0732 b/ft	0.0168 b/ft
LINER	P-110	26.0 lbs/ft	7.000 in.	6.276 in.	0.0383 b/ft	0.0093 b/ft

Joint #	Type #	Order #	Joint Length (ft)	Cumul. Length (ft)	From "Bottom" (ft)	To "Top" (ft)	M/D Reading (Lbs)	String Cap. (bbl)	Ct.	Remarks
Bottom LINER						10,864.00				
1	1		3.00	3.00	10,864.00	10,861.00	60,066			Zapata WEATHERFORD ROTATORIA BTC
2	1	1	38.20	41.20	10,861.00	10,822.80	60,908		X	Liner 7", 26# P10BTC
3	1		1.56	42.76	10,822.80	10,821.24	60,942			TIW Float Collar
4	1	2	38.41	81.17	10,821.24	10,782.83	61,788		X	Liner 7", 26# P10BTC
5	1		1.00	82.17	10,782.83	10,781.83	61,810	0.0		TIW "L" Landing Collar
6	1	3	38.00	120.17	10,781.83	10,743.83	62,647	1.5	XX	Liner 7", 26# P10BTC
7	1	4	38.41	158.58	10,743.83	10,707.42	63,449	2.9	X	Liner 7", 26# P10BTC
8	1	5	37.81	194.39	10,707.42	10,669.61	64,282	4.3	XX	Liner 7", 26# P10BTC
9	1	6	38.30	232.69	10,669.61	10,631.31	65,126	5.6	X	Liner 7", 26# P10BTC
10	1	7	37.68	270.37	10,631.31	10,593.63	65,966	7.2		Liner 7", 26# P10BTC
11	1	8	38.20	308.57	10,593.63	10,555.43	66,797	8.7	X	Liner 7", 26# P10BTC
12	1	9	38.41	348.98	10,555.43	10,517.02	67,643	10.2	XX	Liner 7", 26# P10BTC
13	1	10	38.33	385.31	10,517.02	10,478.69	68,487	11.6	X	Liner 7", 26# P10BTC
14	1	11	38.41	423.72	10,478.69	10,440.28	69,333	13.1	XX	Liner 7", 26# P10BTC
15	1	12	38.41	462.13	10,440.28	10,401.87	70,180	14.6	X	Liner 7", 26# P10BTC
16	1	13	37.39	499.52	10,401.87	10,364.48	71,003	16.0	XX	Liner 7", 26# P10BTC
17	1	14	37.92	537.44	10,364.48	10,326.56	71,838	17.5		Liner 7", 26# P10BTC
18	1	15	38.22	575.66	10,326.56	10,288.34	72,680	18.9	XX	Liner 7", 26# P10BTC
19	1	16	37.14	612.80	10,288.34	10,251.20	73,498	20	XX	Liner 7", 26# P10BTC
20	1	17	38.22	651.02	10,251.20	10,212.98	74,340	21.8	XX	Liner 7", 26# P10BTC
21	1	18	38.01	689.03	10,212.98	10,174.97	75,178	23.3	X	Liner 7", 26# P10BTC
22	1	19	37.81	726.84	10,174.97	10,137.16	76,010	24.7	X	Liner 7", 26# P10BTC
23	1	20	37.54	764.38	10,137.16	10,099.62	76,837	26.1		Liner 7", 26# P10BTC
24	1	PUP JOINT	15.16	779.54	10,099.62	10,084.46	77,171	26.7		PUP JOINT Liner 7", 26#, P10 BTC
25	1	21	38.82	818.36	10,084.46	10,047.64	77,662	28.1		Liner 7", 26# P10BTC
26	1	22	38.38	854.72	10,047.64	10,009.28	78,827	29.6		Liner 7", 26# P10BTC
27	1	23	38.05	892.77	10,009.28	9,971.23	79,665	31.1		Liner 7", 26# P10BTC
28	1	24	37.66	930.43	9,971.23	9,933.57	80,495	32.5		Liner 7", 26# P10BTC
29	1	25	37.76	968.19	9,933.57	9,895.81	81,327	33.9		Liner 7", 26# P10BTC
30	1	26	38.23	1,006.42	9,895.81	9,857.58	82,169	35.4		Liner 7", 26# P10BTC
31	1	27	38.72	1,043.14	9,857.58	9,820.86	82,979	36.8		Liner 7", 26# P10BTC
32	1	28	38.19	1,081.33	9,820.86	9,782.67	83,819	38.3		Liner 7", 26# P10BTC
33	1	29	38.31	1,119.64	9,782.67	9,744.36	84,663	39.7		Liner 7", 26# P10BTC
34	1	30	37.85	1,157.49	9,744.36	9,706.51	85,497	41.2		Liner 7", 26# P10BTC
35	1	31	37.25	1,194.74	9,706.51	9,669.26	86,317	42.6		Liner 7", 26# P10BTC
36	1	32	38.33	1,233.07	9,669.26	9,630.93	87,161	44.1		Liner 7", 26# P10BTC
37	1	33	38.42	1,271.49	9,630.93	9,592.51	88,008	45.5		Liner 7", 26# P10BTC
38	1	34	38.33	1,309.82	9,592.51	9,554.18	88,852	47.0		Liner 7", 26# P10BTC
39	1	35	38.28	1,348.10	9,554.18	9,515.90	89,696	48.5	X	Liner 7", 26# P10BTC
40	1	36	37.80	1,385.90	9,515.90	9,478.10	90,528	49.9	X	Liner 7", 26# P10BTC
41	1	37	37.19	1,423.09	9,478.10	9,440.91	91,347	51.3		Liner 7", 26# P10BTC
42	1	38	38.02	1,461.11	9,440.91	9,402.89	92,165	52.8		Liner 7", 26# P10BTC
43	1	39	37.95	1,499.06	9,402.89	9,364.94	93,021	54.3		Liner 7", 26# P10BTC
44	1	40	38.32	1,537.38	9,364.94	9,326.62	93,865	55.7		Liner 7", 26# P10BTC
45	1	41	38.41	1,575.79	9,326.62	9,288.21	94,711	57.2		Liner 7", 26# P10BTC
46	1		3.67	1,579.46	9,288.21	9,284.54	94,792	57.3		Spacer 7-5/8", 39#, BTC
47	1		2.14	1,581.60	9,284.54	9,282.40	94,839	57.4		RPOB 7-5/8" x 7" Vam Top x BTC
48	1		3.59	1,585.19	9,282.40	9,278.81	94,918	57.5		Spacer 7-5/8", 39#, Vam Top
49	1		1.75	1,586.94	9,278.81	9,277.06	94,966	57.6		RP-Spline 7-5/8", 39#, Vam Top
50	1		3.93	1,590.87	9,277.06	9,273.13	95,043	57.8		X-PAK HangerPacker 7-5/8" x 9-5/8"
51	1		5.64	1,596.51	9,273.13	9,267.49	95,167	58.0		X-PAK Tie Back Expander 7.625" ID

Figura. - 23. Tally Liner de 7" - Fuente Petroecuador

4.5. ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES

- a)* **Bottom Liner:** Comienza con una sección de "Bottom Liner" que parece ser la tubería de revestimiento de producción de 7". Se listan varias juntas con sus longitudes individuales y acumuladas. La profundidad va desde aproximadamente 10,964 ft hasta 9,249 ft (tope del liner).
- b)* **Pup Joint:** Encima del liner, se encuentra una sección de "Pup Joint" de diferentes longitudes. Los "pup joints" son secciones cortas de tubería que se utilizan para ajustar la longitud total de la sarta.
- c)* **Drill Pipe:** Por encima de los "pup joints", la mayor parte de la sarta está compuesta por "Drill Pipe" (tubería de perforación) de una longitud estándar (aproximadamente 30-31 ft).
- d)* **Componentes Especiales:** Hacia la parte superior, se observan componentes con descripciones más específicas como "Spacer Sub", "X-Over", "3-Arm Tie Back Expander". Estos son herramientas especializadas utilizadas para diferentes funciones dentro de la sarta de perforación, como espaciamiento, conexión de diferentes tipos de roscas o anclaje.
- e)* **Zapata Weatherford Rotatoria BTC:** En la parte inferior del liner, se menciona la "Zapata Weatherford Rotatoria BTC", que es un tipo específico de zapata utilizada en la tubería de revestimiento.
- f)* **TIW™ Landing Collar:** Cerca del tope del liner, se menciona un "TIW™ Landing Collar", que es un dispositivo utilizado para asentar y colgar la tubería de revestimiento.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se verifica el equipo de flotación observando el nivel de fluido por la parte interna de la tubería durante 10 minutos y se observa que se mantiene el nivel. Al momento de cambiar el nuevo equipo de flotación se observa que en las primeras juntas de liner (12) se llena adecuadamente, pero a partir de la junta 14 se tiene las mismas condiciones que en el primer equipo de flotación no se llena con la cantidad de volumen requerido. El equipo de flotación trabajó correctamente puesto que al momento de realizar la cementación y realizar el Back flow se comprueba la efectividad del equipo de flotación.

- La imagen es un registro técnico detallado de una operación de "Liner Hanger Services". Proporciona información esencial sobre el diseño del liner, el equipo utilizado para su instalación y los resultados obtenidos. Este tipo de documentación es vital para la gestión de la integridad del pozo, la planificación de futuras intervenciones y el cumplimiento de las normativas de la industria petrolera. Al igual que con la imagen anterior, la información contenida en este documento permite a los ingenieros y técnicos tener un conocimiento preciso de las características y el estado del pozo en relación con esta operación específica.

- Se identifica claramente la secuencia y longitud de cada tipo de tubería (liner de producción, pup joints, tubería de perforación) y las herramientas especializadas (zapatas, landing collar, espaciadores, crossover, tie-back expander) que componen la sarta.

5.2. RECOMENDACIONES

- Siempre luego de la operación de registros eléctricos, se debe obligatoriamente realizar el viaje de reacondicionamiento ya que esto permite una operación más segura durante la bajada de liner. Luego de la operación de cementación y posterior a la activación del Top Packer, para evitar problemas de atrapamiento de nuestro Setting tool al momento de sacar el mismo; ocasionado por el exceso de cemento sobre el tope liner, recomendamos que dicho volumen de exceso sea siempre comunicado y coordinado con el operador del colgador. Para activar el mecanismo de rotación durante el proceso de cementación, verificar los valores de torque y compararlos con la simulación de Torque & Arrastre y a este valor se deben sumar los 2100 lb-ft de la ruptura de los pines; no exceder de 15-20 RPM.
- Una vez finalizada la operación y obtenidos los resultados definitivos, se recomienda realizar un análisis post-operacional para evaluar el éxito de la instalación del liner hanger, identificar posibles áreas de mejora y actualizar los procedimientos si es necesario.
- Asegurar que la información sobre las profundidades, longitudes y tipos de componentes sea consistente con otros registros del pozo (registros de viaje, informes de fondo de pozo, etc.). Cualquier discrepancia debe investigarse y corregirse.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adminal. (2014). *Operaciones especiales de abandono de pozos en áreas urbanas*. EquiPetrol. <https://www.equipetrol.com/operaciones-especiales-de-abandono-de-pozos-en-areas-urbanas/>
- Alcántara, A. (2024). *Planeación y diseño de perforación de pozos costa afuera*. Cayros Group. <https://www.cayrosgroup.com/post/planeaci%C3%B3n-y-dise%C3%B1o-de-perforaci%C3%B3n-de-pozos-costa-afuera>
- ALEXANDRA DEL CISNE GALLEGOS MAZZA. (2023). *Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (bha) para optimizar la perforación de pozos tipo “j” en la plataforma sachá 380 del campo sachá*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9143/1/CD-6097.pdf>
- Baby, P., Rivadenerira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Vol. 1). https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf
- Backer Hughes. (2023). *Sistema de suspensión de revestimiento FLEX-LOCK*. Baker Hughes. <https://www.shopbakerhughes.com/product/H29238-32/flex-lock-liner-hanger-system>
- Baker Hughes. (2024). *Percha para revestimiento FLEX - LOCK*. Baker Hughes. <https://www.bakerhughes.com/completions/liner-hanger-systems/liner-hangers/flexlock-liner-hanger-system>
- Cargua López Simón Geovanny; Ipiates Guatemal Marco Vinicio. (2014). *Implementación de un plan de mantenimiento predictivo mediante la técnica de ultrasonido en la tubería de perforación de la empresa nabors drilling services*. <https://dspace.esPOCH.edu.ec:8080/server/api/core/bitstreams/5134d7d2-01b7-485f-8d24-6b38c86a0423/content>

- Cervantes, J. (s. f.). *Cliente: Tally Casing, Liner & Tubing*. Scribd. Recuperado 11 de junio de 2025, de <https://es.scribd.com/document/513976296/TALLY-LINER-COMPLETO>
- CRISTOPHER NAHIN CASTRO ALCÍVAR. (2025). “*evaluación del procedimiento de perforación en un pozo direccional tipo «s» de desarrollo en el campo sacha-oriente ecuatoriano*”.
- Díaz, A., Chávez, G., Ortega, R., & Vargas, X. (2012). *Diseño, corrida y cementación de un liner de producción para el pozo Espol - 2D*. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/21007/1/paper.pdf>
- D.M. (2021). *EP PETROECUADOR INICIA OPERACIONES CON LA SEGUNDA TORRE DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 60, SACHA, ORELLANA*. EP Petroecuador. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=11372>
- Elsayed, K. (2013). *Revestimiento de 7'' funcionando y cementado*. Slideshare. https://www-slideshare-net.translate.google.com/slideshow/7-liner-running-and-cementing/27934221?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc&_x_tr_hist=true
- Energy Glossary. (s. f.). *Vida productiva del pozo*. Energy Glossary. Recuperado 11 de junio de 2025, de https://glossary.slb.com/es/terms/l/life_of_the_well
- Fuertes, J. (2024). *Recompletación de Pozos con Tieback de 7" por Pérdida de Integridad Mecánica en Casing de 9 5/8"*. LinkedIn. <https://www.linkedin.com/pulse/recompletaci%C3%B3n-de-pozos-con-tieback-7-por-p%C3%A9rdida-mec%C3%A1nica-fuertes-da5xe/>
- GABRIEL ANGELLO CARRERA GABINO JEFFERSON WLADIMIR SUAREZ SEVERINO CARLOS ERICK YAGUAL REYES. (2012). “*ENSAMBLAJE DE FONDO PARA PERFORAR EL POZO DIRECCIONAL AMAZONAS 01D*”. <https://dspace.espol.edu.ec/retrieve/128083/D-98375.pdf>
- Herrera Herbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. (2.^a ed., Vol. 2).

https://oa.upm.es/62718/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-2_LM1B5T2R0-20200323.pdf

Hocal Pipe Industries. (2020). *¿Qué es un pozo petrolero?* . Hocal Pipe Industries. <https://hocalpipeindustries.home.blog/2020/07/22/que-es-un-pozo-petrolero/>

Holguin, A. (2021). *Tipos de brocas y diseño*. <https://es.scribd.com/document/531503654/tipos-de-brocas>

Josué, P., & Castillo Montesdeoca, A. (2024). *Desarrollo del mapa de presiones para las arenas u y t del campo sachá mediante el análisis de pruebas de presión construcción del mapa de presiones para la arena u del campo sachá con el uso del análisis de pruebas de presión*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/25345/1/CD%2013980.pdf>

Karla Maricela Narváez Torres ;Jefferson Luis Vaca Morales. (2015). "*Análisis técnico-económico de las operaciones de perforación de Pozos con sidetrack del Campo OSO*". 131. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7686>

Lyons, W., & Weller, T. (2021). Collar de perforación. *ScienceDirect*. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/drill-collar>

Moreno, 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]. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/7729/1/D-39448.pdf>

Muñoz, R. (2021). *LINER GUIA OPERATIVA KAB121 7 6X9*. Scribd. <https://es.scribd.com/document/656905881/LINER-GUIA-OPERATIVA-KAB121-7-6-x-9>

Parrales, H. (2023). *Investigación Bibliográfica*. Aprobados. <https://aprobados.net/investigacion-bibliografica/>

Petroperú. (s. f.). *Perforación de un pozo*. PetroPerú. Recuperado 11 de junio de 2025, de <https://museo.petroperu.com.pe/perforacion-de-un-pozo/>

- Pilamunga Guamán Jorge Fernando. (2020). *Optimización de las nuevas perforaciones Re-Entry acorde al análisis técnicoeconómico de los pozos perforados en los PADs Sacha 117, 260, 300, 470 año 2018*.
<https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/6138e0c4-92ad-4f07-a0c7-e14d294ea207/content>
- Pyg Consultores. (2019). *Terminación de pozos*. PYG Consultores.
<https://pygconsultoresve.com/wp-content/uploads/2019/01/COMPLETACION-Y-TERMINACION-DE-POZOS.pdf>
- Ramos, J. L. (2011). *Estado del arte de brocas de perforación*.
<https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/af800075-e66d-4555-80ba-4de77c623731/content>
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (1998). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción*.
- Roció del Mar León Contreras. (2007). *Pozos multilaterales: reto y oportunidad para la explotación de yacimientos complejos*. 119.
- Romero, M. (2013). *Análisis técnica sobre la aplicación de colgadores de liners expandibles X-PAK utilizados en pozos direccionales perforados en el campo X del distrito amazónico* [EPN].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6732/1/CD-5113.pdf>
- Salas Ocampo, D. (2008). *Investigación bibliográfica*. Investigalia.
<https://investigaliacr.com/investigacion/investigacion-bibliografica/>
- Salva, C. (2018). *BHA Arreglo de fondo de pozo*. Blogger.
<https://carlossalvabha.blogspot.com/2018/05/bha-definicion-la-porcion-inferior-de.html>
- Sánchez, C. (2011). *Estudio técnico - económico para el uso de colgadores de liner con sistema expandible en perforación de pozos petroleros*.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4289/1/CD-3910.pdf>
- Tellez Ruíz, K. (2016). *Perforación direccional*. Slideshare.
<https://es.slideshare.net/slideshow/perforacin-direccional-63797216/63797216>

- Vázquez Dols, J. (2017). *Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos*. eadic. <https://eadic.com/blog/entrada/ingenieria-de-perforacion-tipos-de-pozos-para-la-explotacion-de-hidrocarburos/>
- Vera García María José;Verdezoto Zambrano Cristian Alejandro. (2020). *Estudio técnico económico para optimización de parámetros de perforación a través del análisis de KPI, en los pozos del campo Tambococha, en el periodo noviembre 2018 – noviembre 2019*. <https://orcid.org/0000-0002-2153-4699>
- Viscarra, G. (2011). *Programa de Perforación TCB-X1003 v3*. Scribd. <https://es.scribd.com/document/459386581/Programa-de-Perforacion-TCB-X1003-v3>
- Altuna, S. A. (2024). *Estudio de factibilidad para perforación de pozos direccionales con trayectoria no convencional en el campo Shushufindi*. Quito: EPN.
- Ávila, G. M. (2012). *CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES TIYUYACU Y ORTEGUAZA EN UNA ÁREA*. Quito: Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingeniera Geóloga Grado Académico de Tercer Nivel. Carrera de Ingeniería en Geología. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/612>
- Buchelli, J. I. (2014). *Implementación de la herramienta zapata rimadora para bajar casing en pozos direccionales con zonas problemáticas en el campo ESPOL 18*. Guayaquil. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/30383/1/T-70085%20RUIZ%20BUHELLI.pdf>
- Butron, J. G. (2019). *Diseño de perforación y cementación con liner expandible de 7” anclado en la cañería de 9 5/8” en el pozo TCB-X1004 campo Tacobo*. Santa Cruz, Bolivia.
- Cabrera, R. A. (2021). *Evaluación de las prácticas operativas durante la perforación de un pozo direccional con trayectoria tipo “J” con alto desplazamiento, ubicado al noroeste de la cuenca Oriente del Ecuador*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de

- <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6529>
- Chirinos, J. E., & Jacanamijoy, J. J. (2004). *Desarrollo de la propuesta de perforación y completación de un pozo tipo de desarrollo en el Campo La Vela, Edo. Falcón*.
- Esimtech. (2019). *¿Qué es un pozo de alivio?* España. Obtenido de <https://es.esimtech.com/relief-wells-in-the-oil-and-gas-industry.html>
- Esimtech. (219). *¿Qué es un pozo de alivio?* España. Obtenido de <https://es.esimtech.com/relief-wells-in-the-oil-and-gas-industry.html>
- González, M. E. (2014). *Estudio para el mejoramiento de la adherencia del cemento en los liner de 7" en pozos direccionales tipo J y S*. Quito, EPN. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8729>
- Mazza, A. C. (2013). *Estudio tecnico de los ensamblajes de fondo con motor de fondo(BHA) para optimizar la perforacion de pozos tipo J en la plataforma Sacha 380 campo Sacha*. Quito: EPN.
- Meléndez, .: K. (2020). *Análisis del potencial hidrocarburífero de la formación Hollín superior del Campo Drago,.* Quito. Obtenido de <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/a3890918-1fc0-4774-bfce-8fbd9a01b7b7/content>
- Morato, R. G. (2013). *Aplicación de la técnica de perforación con liner para la solución de problemas en zonas de diferenciales de presión en pozos marinos con alto grado de inclinación*. Mexico D.F. Obtenido de <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000700904/3/0700904.pdf>
- Perfoblogger. (2020). *Qué es el Ensamblaje de Fondo en Sartas de Perforacion*. Obtenido de <https://perfoblogger.wordpress.com/2020/09/09/que-es-el-ensamblaje-de-fondo-en-sartas-de-perforacion%C2%A8/>
- Quintuña, T. E. (2018). *ESTUDIO COMPARADO DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DIRECCIONAL DE ROTACIÓN CONTINUA (RSS) VS MOTOR DE FONDO, EN EL CAMPO TIPUTINI PARA LAS SECCIONES DE 16" Y 12 ¼"*. Quito: EPN. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19735/1/CD-9136.pdf>
- Rodríguez, M. R. (2024). *Estabilizadores de Sarta de Perforación*. Obtenido de <https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/63288/mrmillanr.pdf?seq>

uence=3

SALAZAR, O. A. (2011). *PERFORACION DIRECCIONAL*. MEXICO. Obtenido de [file:///C:/Users/User/AppData/Local/Microsoft/Windows/INetCache/IE/HXRBI21E/Perforaci%C3%B3n_direccional\[1\].pdf](file:///C:/Users/User/AppData/Local/Microsoft/Windows/INetCache/IE/HXRBI21E/Perforaci%C3%B3n_direccional[1].pdf)

Silva, S. J. (2015). *Analisis comparativo de las operaciones de perforaciones de los campos Auca, Sacha, Shushufindi del centro del oriente ecuatoriano para definir los parametros optimos del procesos d eperforacion*. Quito: EPN. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10822>

ANEXOS

DESPLAZAMIENTO

Vol. (bbl)	Caudal (bpm)	Presión (psi)	Vol. (bbl)	Caudal (bpm)	Presión (psi)
10	5.0	180	120	5.0	450
20	5.0	210	130	5.0	480
30	5.0	190	140	3.0	210
40	5.0	250	150	3.0	260
50	5.0	220	154	3.0	250/850
60	5.0	350	160	3.0	750
70	5.0	320	170	3.0	860
80	5.0	350	180	3.0	980
90	5.0	350	190	3.0	1200
100	5.0	364	200	3.0	1320
110	5.0	340	212	Bump.	1420/1900

Figura. - 24. Desplazamiento - Fuente Petroecuador

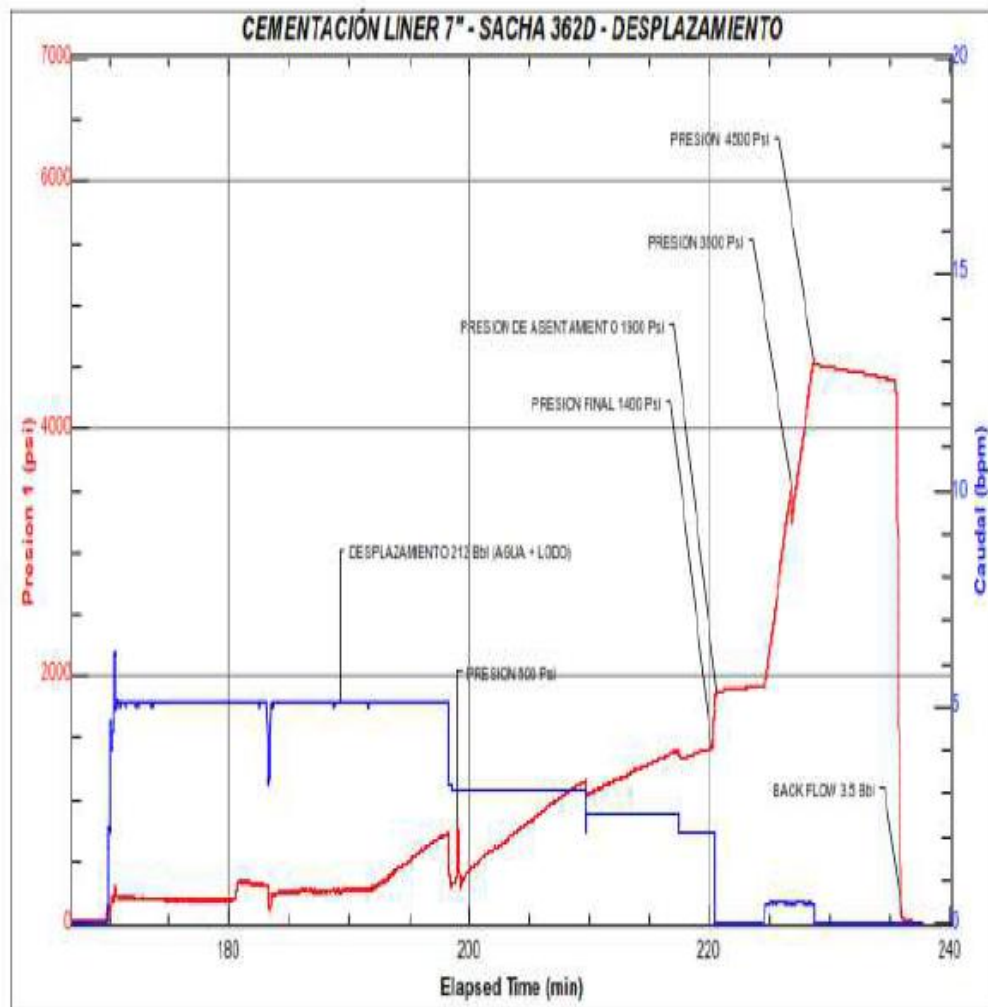


Figura. - 25. Cementación Liner 7"

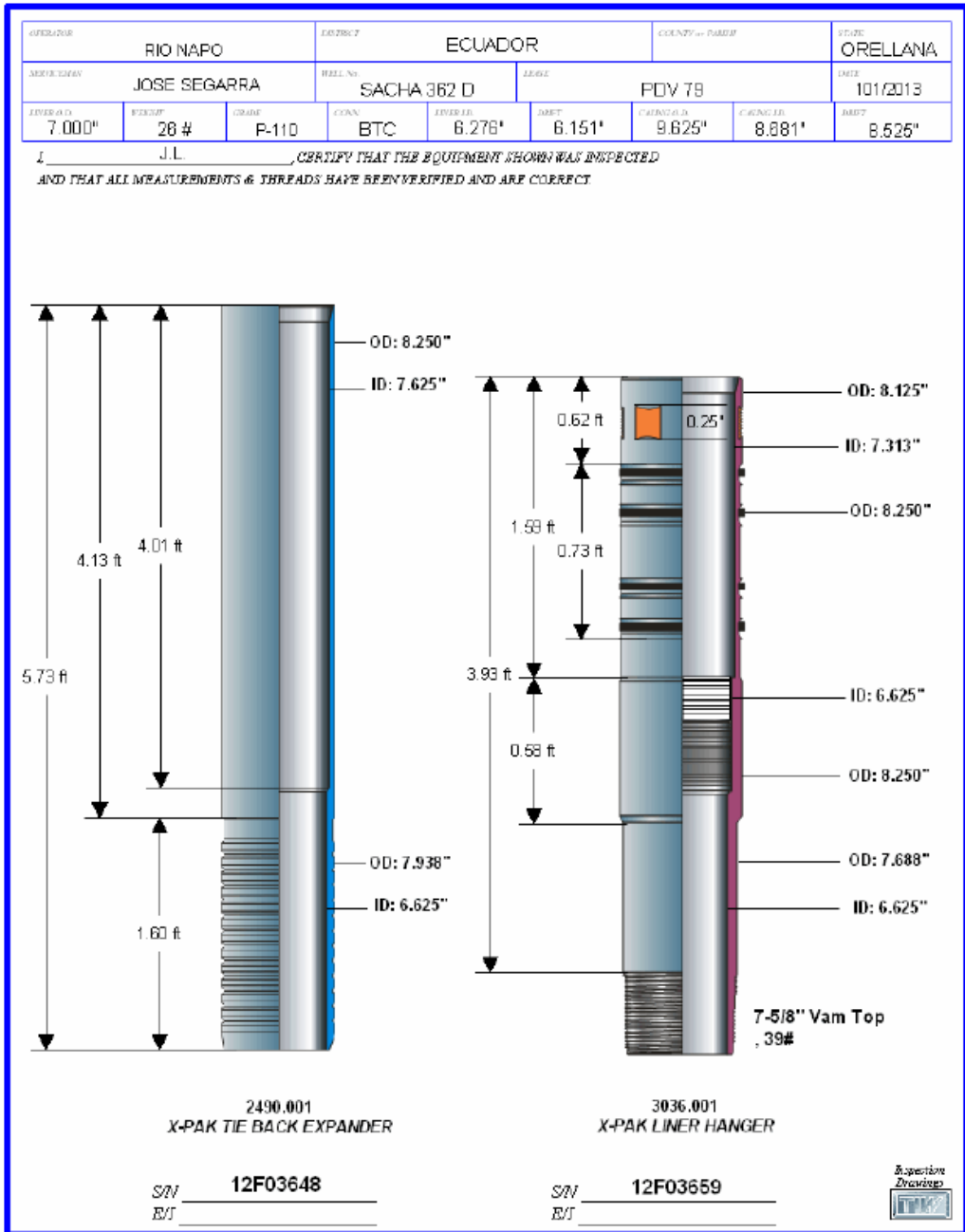


Figura. - 26. Detalles del X-PAK – Fuente Petroecuador

OPERATOR RIO NAPO		DISTRICT ECUADOR		COUNTY - PARISH		STATE ORELLANA	
MECHANIC JOSE SEGARRA		WELL No. SACHA 362 D		LOGS PDV 78		DATE 10/1/2013	
DEPTH 7.000"	VELOCITY 28 #	GRADE P-110	CONN. BTC	DEPTH 6.276'	DEPTH 6.151'	CHANGING D. 9.625'	CHANGING D. 8.881'
I, <u>J.L.</u> , CERTIFY THAT THE EQUIPMENT SHOWN WAS INSPECTED AND THAT ALL MEASUREMENTS & THREADS HAVE BEEN VERIFIED AND ARE CORRECT							

7.5/8" 39# Vam Top Box,

3.60 ft

8.250" OD

6.625" ID

7.656" OD

7.5/8" 39# Vam Top Pin

2027.003
EXT. NIPPLE

SN 12F03680

BJ _____

7" 26# BTC Box,

3.63 ft

3.45 ft

7.656" OD

6.250" ID

7.000" OD

7" 26# BTC Pin.

2027.003
EXT. NIPPLE

SN 12F03695

BJ _____

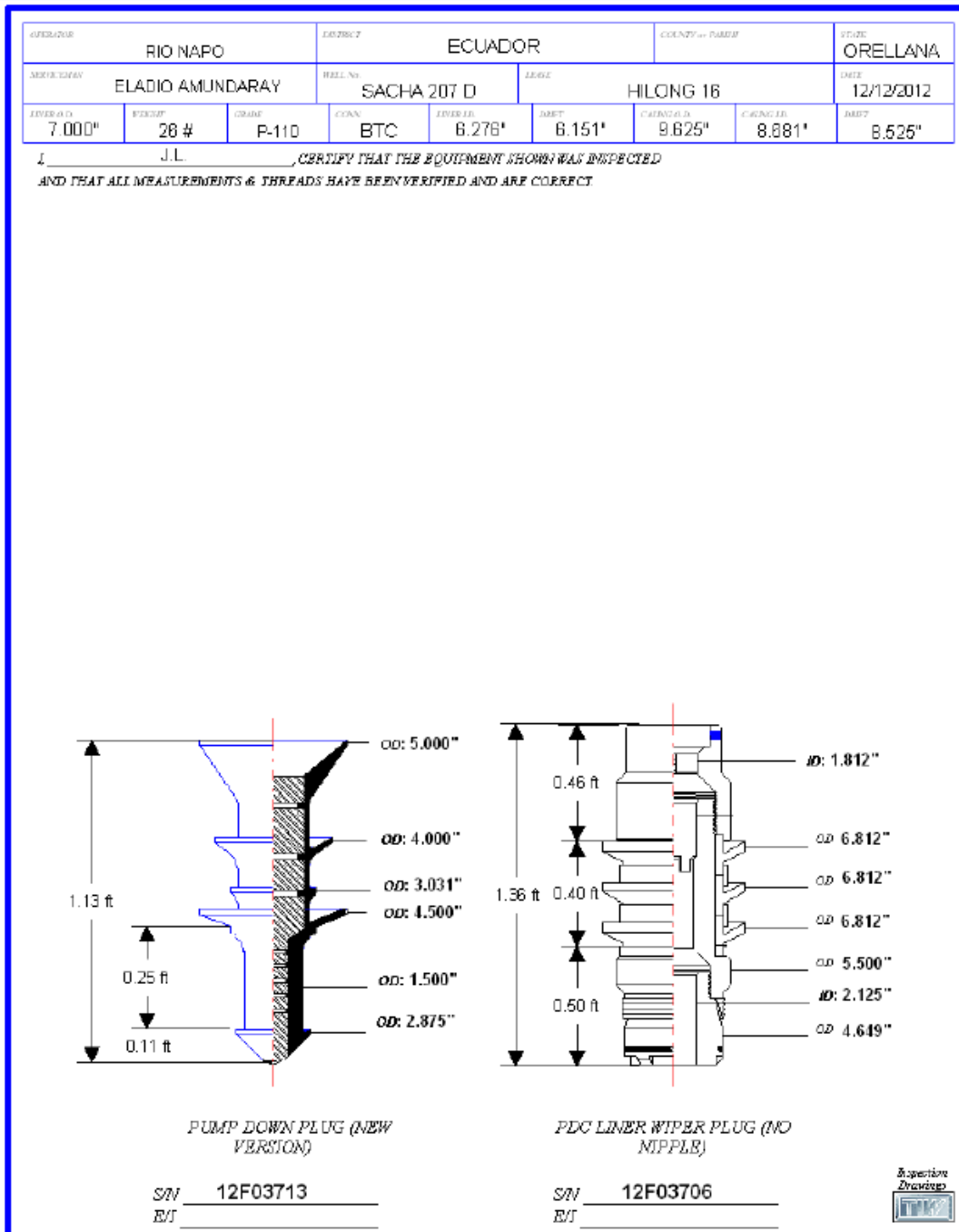


Figura. - 27. Detalles del X Pack empleado - Fuente Petroecuador

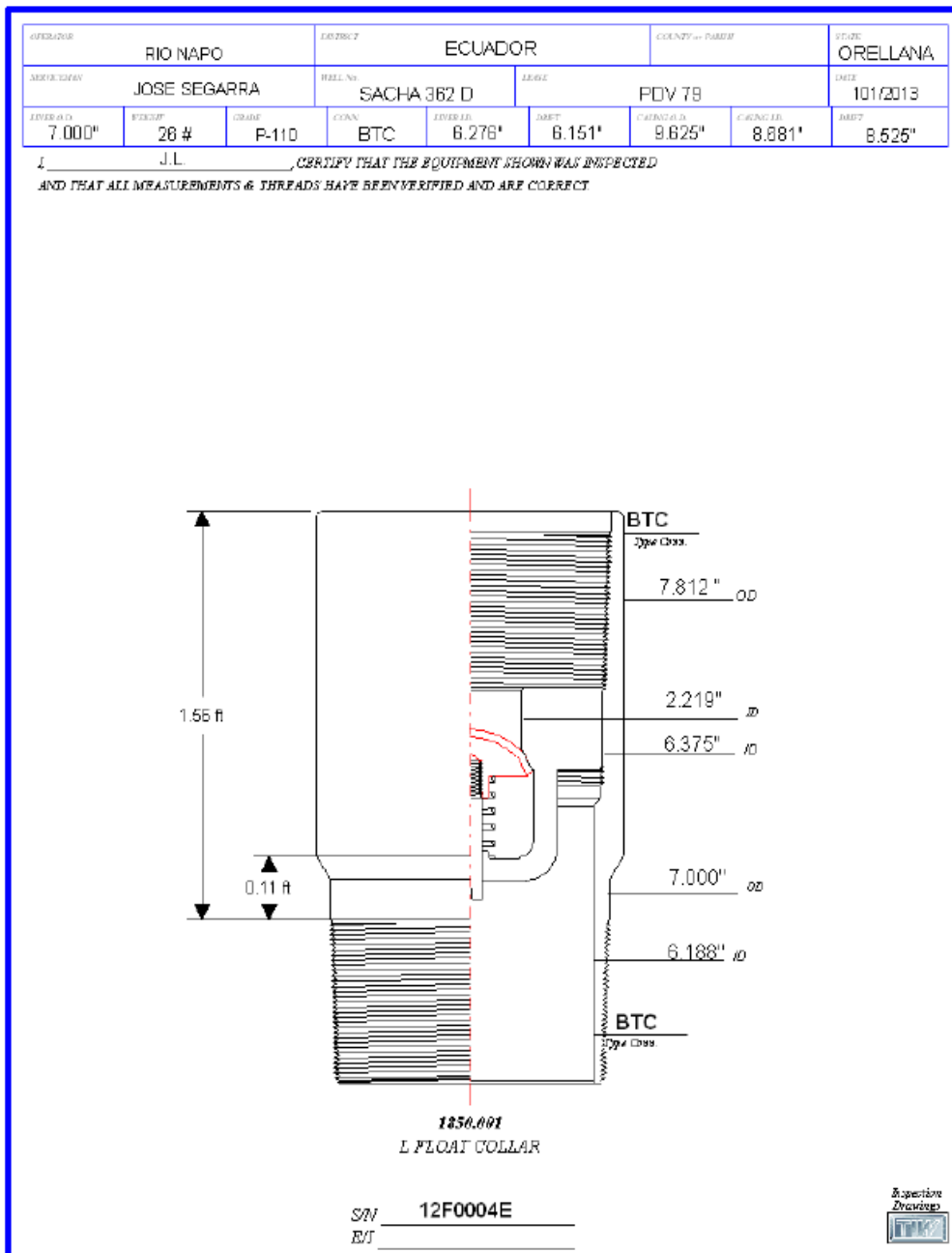


Figura. - 30. Detalles de la profundidad de perforación del pozo – Fuente Petroecuador