UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

"EVALUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACIÓN EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO "S" DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO"

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

CRISTOPHER NAHIN CASTRO ALCÍVAR

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

"EVALUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACIÓN EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO "S" DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO"

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

CRISTOPHER NAHIN CASTRO ALCÍVAR

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Phd. Marllelis Gutierrez
DIRECTORA DE CARRERA

Ing. Israel Yagual Pita
DOCENTE TUTOR

Ing. Sadi Iturralde
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

A Dios por permitirme llegar a estas instancias de mi vida,
a mis padres queridos, hermanos y amigos que me han
brindado el apoyo de manera incondicional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **"EVALUACION DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACION EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO "S" DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO"** elaborado por el estudiante **CRISTOPHER NAHIN CASTRO ALCÍVAR**, egresado de la carrera de **Ingeniería en Petróleo**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **9%** de la valoración permitida.

FIRMA DEL TUTOR

Firmado electrónicamente por:
ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA

Ing. Israel Yagual Pita

C.I.: 0927362988

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Cristopher Nahin Castro Alcívar , declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado "evaluación del procedimiento de perforación en un pozo direccional tipo "s" de desarrollo en el campo sacha-oriente ecuatoriano" no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de 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,

Cristopher Nahin Castro Alcívar

Autor de Tesis

C.I. 0917810558

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **"EVALUACION DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACION EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO "S" DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO"** previo a la obtención del Título **de Pregrado** elaborado por el Sr/a. **CRISTOPHER NAHIN CASTRO ALCÍVAR -**, egresado de la carrera de **Ingeniería en Petroleo**, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR

Ing. Israel Yagual Pita

C.I. 0927362988

AGRADECIMIENTOS

A mis padres porque nunca dejaron de alentarme dándome el impulso para seguir adelante y así conseguir mis objetivos, a mis hermanos y amigos por el apoyo moral que me brindaron durante todo el proceso académico.

También quiero agradecer a mis queridos docentes formadores de la carrera de ingeniería, y en mención especial a nuestro tutor por el apoyo brindado, también al ingeniero Carlos Malavé por ser una de las guías en este proceso.

ÍNDICE

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR vii
AGRADECIMIENTOS viii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN 15
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 15
1.2. JUSTIFICACIÓN 15
1.3. ANTECEDENTES 15
1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO 16
1.5. OBJETIVOS 16
1.5.1. Objetivo general. 16
1.5.2. Objetivos específicos 17
1.6. ALCANCE 17
1.7. VARIABLES 17
1.7.1. Variable dependiente. 17
1.7.2. Variable independiente. 17
1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA 17
1.8.1. Ubicación del campo. 17
1.8.2. Geología del campo. 18
1.8.3. Estructura del campo sacha. 19
1.8.4. Estratigrafía del campo Sacha. 20
1.8.5. Características del campo. 21
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO 23
2.1. GENERALIDADES DE UN POZO PETROLERO 23
2.1.1. Pozo petrolero. 23
2.2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL 23
2.2.1. Tipos de perforación direccional. 24
2.2.2. Técnicas de la perforación direccional. 25
2.2.3. Aplicaciones de perforación direccional. 26
2.3. POZO TIPO “S” 26
2.4. FLUIDOS DE PERFORACION 27

2.4.1. Tipos de fluidos de perforación. ... 27
CAPITULO III: METODOLOGÍA ... 29
3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN ... 29
3.1.1. Tipo de investigación. ... 29
3.1.2. Recopilación de la información. ... 30
3.2. DISEÑO MECÁNICO DEL POZO ... 30
3.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN ... 32
3.3.1. Sección 20" y 16". ... 32
3.3.2. Sección 12 ¼". ... 33
3.3.3. Sección 8 ½". ... 34
3.4. CEMENTACIÓN DE POZOS ... 35
3.5. PROCESO DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA ... 35
3.6. TIPOS DE CEMENTACIONES ... 37
3.6.1. Cementación Primaria. ... 37
3.6.2. Cementación Secundaria o Forzada. ... 37
3.6.3. Tapones de Cemento. ... 37
3.7. ACCESORIOS PARA LA CEMENTACION ... 38
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS ... 39
4.1. TIEMPOS PRODUCTIVOS VS NO PRODUCTIVOS ... 39
4.1.1. Tiempo productivo. ... 39
4.1.2. Tiempo no productivo. ... 40
4.1.3. Distribución total del tiempo. ... 41
4.2. DISEÑO MECÁNICO DEL POZO ... 42
4.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN ... 44
4.3.1. Sección 26" – 16". ... 44
4.3.2. Sección 12 ¼ ". ... 45
4.3.3. Sección 8 ½ ¨. ... 46
4.4. PROCESO DE CEMENTACION DEL POZO ... 48
4.4.1. Cementación casing superficial 13 3/8". ... 48
4.4.2. Cementación casing intermedio 9 5/8". ... 51
4.4.3. Cementación de liner de producción 7". ... 54
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ... 57
5.1. CONCLUSIONES ... 57
5.2. RECOMENDACIONES ... 58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ... 60
ANEXOS ... 63

LISTA DE FIGURAS

Figura. - 1. Mapa de ubicación del campo Sacha - (Gutiérrez. Lenin, 2013)..... 18
Figura. - 2. Mapa estructural campo Sacha - (Baby et al., 2004)..... 20
Figura. - 3. Columna estratigráfica de la cuenca oriente - (Baby et al., 2004)..... 21
Figura. - 4. Ejemplo de pozo tipo S - (Tellez Ruíz, 2016)..... 27
Figura. - 5. Diseño mecánico del pozo - Sección vertical, Fuente: Petroecuador 31
Figura. - 6. Cementación de un pozo - (Perfoblogger, 2020)..... 35
Figura. - 7. Gráfico de los tiempos productivos en la perforación..... 39
Figura. - 8. Distribución estadística de los tiempos productivos..... 40
Figura. - 9. Gráfico de los tiempos no productivos en la perforación..... 40
Figura. - 10. Distribución estadística de los tiempos no productivos...... 41
Figura. - 11. Distribución estadística del tiempo total en la perforación...... 41
Figura. - 12. Sección vertical del pozo 42
Figura. - 13. Datos de los casing del pozo..... 43
Figura. - 14. Cementación casing superficial 13 3/8"...... 48
Figura. - 15. Prueba de líneas..... 49
Figura. - 16. Bombeo de lechadas 49
Figura. - 17. Gráfico de desplazamiento..... 50
Figura. - 18. Cementación casing intermedio 9 5/8¨..... 51
Figura. - 19. Prueba de líneas..... 52
Figura. - 20. Bombeo de lechada..... 53
Figura. - 21. Gráfico de desplazamiento..... 53
Figura. - 22. Cementación de liner de producción 7¨...... 54
Figura. - 23. Prueba de líneas..... 55
Figura. - 24. Bombeo de colchones y lechadas..... 56
Figura. - 25. Gráfico de desplazamiento..... 56
Figura. - 26. Prueba de líneas..... 63
Figura. - 27. Bombeo de lechadas 63
Figura. - 28. Esquema del pozo 64
Figura. - 29. Análisis de la formación U 65
Figura. - 30. Análisis formación Hollín 66
Figura. - 31. Reporte Hidráulico..... 67
Figura. - 32. Concentraciones de lodos en el pozo..... 68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros referentes promedio del pozo 22
Tabla 2. Fluidos de perforación empleados en la perforación 44

“EVALUACION DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACION EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO “S” DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Cristopher Nahin Castro Alcivar

Tutor: Ing, Israel Isidro Yagual Pita, MgS.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo, realizar una evaluación mediante los procesos de perforación de un pozo dirección tipo “S” de desarrollo por secciones mediante las prácticas de perforación en el campo Sasha del oriente ecuatoriano. En la sección 16” Durante el trabajo de perforación se adicionó Bicarbonato de sodio para control del ioncalcio, SAPP como dispersante, Soda Ash para combatir contaminación por Anhidrita, New Drill como encapsulador de arcillas, Desco CF como dispersante para mantener la viscosidad del fluido, Terrarate como surfactante para evitar el embolamiento de la broca y como mejorador de ROP, adicionó Pac R y Pac LV para control del filtrado a partir de los 3991 pies, Chemtrol X como agente dispersante y como controlador de filtrado y All Temp como dispersante. Se recomienda el uso de 380 gpm para la perforación del intervalo de 8 ½” e incrementar el mismo a 420 gpm una vez dentro de la formación Hollín. Se recomienda de nuevo esta práctica en caso de necesitar reparaciones del equipo en las que se requiera circular en un solo punto.

.

***PALABRAS CLAVE**: (Procedimiento de peroración, pozo tipo S)*

“EVALUACION DEL PROCEDIMIENTO DE PERFORACION EN UN POZO DIRECCIONAL TIPO “S” DE DESARROLLO EN EL CAMPO SACHA-ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Cristopher Nahin Castro Alcivar

Tutor: Ing, Israel Isidro Yagual PitaMg.

ABSTRACT

The objective of this titration work is to carry out an evaluation through the drilling processes of a type “S” direction well developed by sections through drilling practices in the Sasha field in eastern Ecuador. In the 16” section, during the drilling work, sodium bicarbonate was added to control calcium ion, SAPP as a dispersant, Soda Ash to combat Anhydrite contamination, New Drill as a clay encapsulator, and Desco CF as a dispersant to maintain the viscosity of the fluid. , Terrarate as a surfactant to prevent bit clogging and as an ROP improver, added Pac R and Pac LV to control filtration from 3991 feet, Chemtrol X as a dispersing agent and as a filter controller and All Temp as a dispersant. It is recommended to use 380 gpm for drilling the 8 ½” interval and increase it to 420 gpm once inside the Hollín formation. This practice is again recommended in the event of needing equipment repairs that require driving at a single point.

KEYWORDS: (Peroration procedure, type S well)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La problemática de este trabajo es incentivar a realizar una evaluación de las prácticas de perforación considerando los problemas operacionales que pueden ocurrir dentro del proyecto, como por ejemplo dentro del pozo encontramos diferentes secciones en las cuales se encontramos: problemas de cementación, tiempos no productivos por motivos de falla en el wash pipe, BHA atascado. Teniendo en cuenta las diferentes causas que provocan dichos problemas.

Este trabajo de investigación se centrará en la evaluación de la información disponible sobre las operaciones de perforación de un pozo tipo S de desarrollo que se realicen dentro del campo, así como de los parámetros y variables tomados para cada sección del pozo petrolero en ese campo, con el fin de mejorar dichas prácticas.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Para este trabajo de carácter bibliográfico y analítico, se hará una investigación sobre las prácticas de perforación de pozos direccionales tipo “s” de desarrollo con el fin de tener en cuenta las ventajas y desventajas que podríamos obtener dentro del trabajo. De esta manera se examinará el diseño de este pozo y los diferentes aspectos que se establecen dentro de dichas prácticas teniendo en consideración las recomendaciones para poder evitar retrasos y perdidas de recursos invertidos.

1.3. ANTECEDENTES

Briones J y Lucin J en el año 2022 de fluido de perforación utilizado y la presión diferencial. Esto puede resultar en retrasos y costos adicionales en la perforación de los pozos petroleros en esa zona.
La trayectoria y errores en el funcionamiento, son algunos de los problemas que pueden

afectar la situación. Cuando la máquina se detiene por problemas y eso hace que se tarde más en hacer el trabajo, se le llama "tiempo no productivo"(Briones y Lucín, 2022).

En el año 2010 Alcoser Jairo, Cevallos Paul, Rodríguez Marlon y Malavé Kleber en su trabajo de investigación dicen: se van a explicar las cosas a tener en cuenta antes de perforar un pozo en dirección específica. Se utilizará información de un campo de petróleo llamado ESPOL. El objetivo es explicar las cosas que hay que hacer para hacer un agujero en el suelo y poner casings después (Alcoser et al., 2010).

Pichina R y Vera M en si tesis de grado destacron que: Al dividir la perforación del pozo en secciones y establecer tiempos estimados para cada una, se podrá saber mejor cuánto tiempo tomará perforar cada parte. De esta forma, se podrán comparar con los tiempos reales de perforación para ver si se están cumpliendo los plazos previstos. Esto ayudará a ver si hay errores y hacer cambios en el programa en el futuro para que funcione mejor. Un pozo direccional es un pozo que no se perfora en línea recta hacia abajo, sino que sigue una dirección diferente. El camino puede ir recto, en curvas, o de ambas formas a la vez. (Vera & Pichina, 2024)

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

Se prevé reducir tiempos no operacionales y gastos en cada uno de los trabajos que conlleva la perforación, así como los procesos de cementación y así mismo de prevenir los problemas de operación.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general.

- Realizar una evaluación mediante los procesos de perforación de un pozo dirección tipo “S” de desarrollo por secciones mediante las prácticas de perforación en el campo Sasha del oriente ecuatoriano.

1.5.2. Objetivos específicos

- Analizar los tiempos productivos vs los no productivos.
- Diseñar un esquema mecánico del pozo.
- Evaluar los fluidos de perforación a utilizarse.
- Establecer el proceso de cementación el pozo.

1.6. ALCANCE

El alcance de este trabajo será la realización de una evaluación de las operaciones de perforación en pozos direccionales tipo “s” de desarrollo antes mencionado ubicado en el campo sacha en la provincia de orellana. Con el fin de obtener resultados beneficiosos al momento de realizar las futuras perforaciones dentro del mismo campo o en campos cercanos, así como también de obtener resultados positivos en la parte económica.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variable dependiente.

- Características de los fluidos de perforación
- Concentración de la cementación

1.7.2. Variable independiente.

- Procesos operacionales.

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.8.1. Ubicación del campo.

El campo Sacha está en Ecuador, en la provincia de Orellana. Está cerca de un lugar llamado "La Joya de los Sachas", a unos 50 km al sur de Lago Agrio. Es bastante grande, con una extensión de alrededor de 100 km2.La zona total tiene alrededor de 300 km2, incluyendo el campo MDC. La parte desarrollada se refiere a la extensión del

yacimiento de Hollín. Es parte de las actividades de PETROECUADOR y es el segundo lugar en producción en el Distrito Amazónico. También es el segundo campo más grande. Acaban de empezar a gestionar la empresa Rio Napo juntos con el gobierno (Romero & Gómez, 2010).

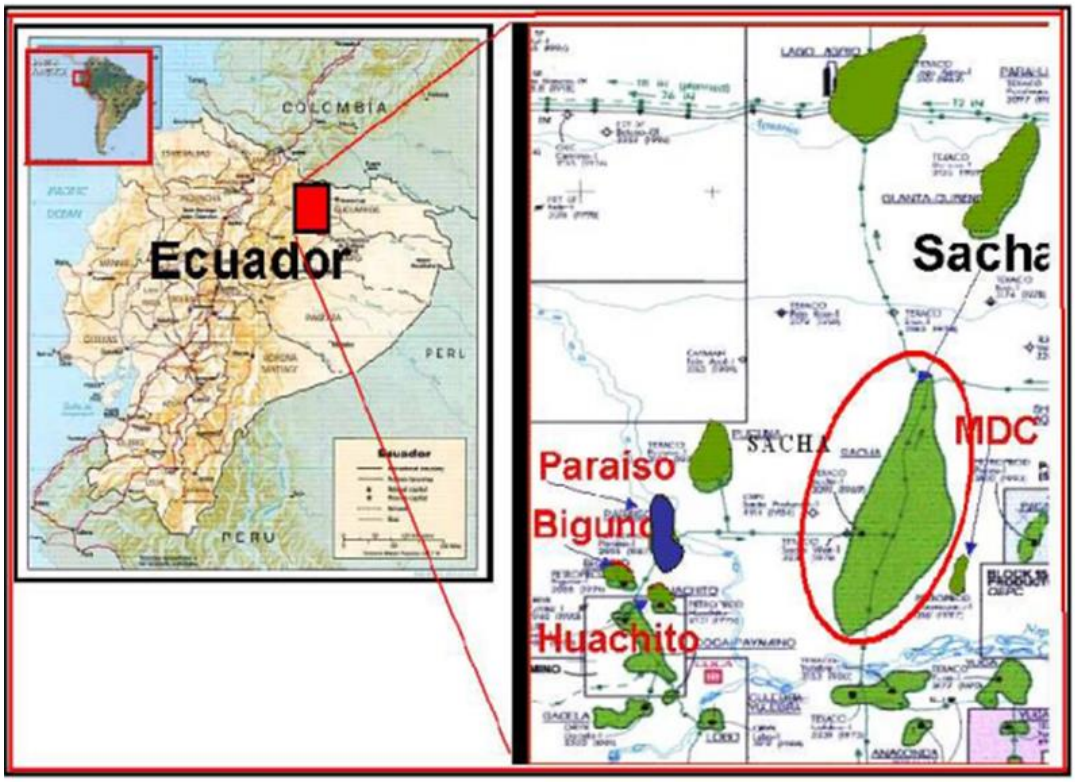


Figura. - 1. Mapa de ubicación del campo Sacha - (Gutiérrez. Lenin, 2013).

1.8.2. Geología del campo.

Geológicamente está ubicado en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. El campo Sacha está limitado por:

- Al Norte, las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista
- Al Sur, los campos Culebra y Yulebra
- Al Este, los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha, Pacay y MDC;
- Al Oeste, por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

1.8.3. Estructura del campo sacha.

El campo tiene una forma como una montaña baja con una inclinación hacia un lado. Tiene un sistema de grietas que van de norte a sur, cortando una parte del lado oeste. El eje principal va de noreste a suroeste. También tiene errores secundarios que se compensan debido a la presión, estos errores van de Sureste a Noroeste y hacen que los depósitos de petróleo se dividan en diferentes partes.

Las grietas que van de norte a sur que se formaron en la base de la tierra podrían haber sido grietas normales antiguas que luego se invirtieron durante la época del Cretácico Superior en un ambiente marino. Esta grieta va desde lo más profundo de la tierra hasta llegar a una capa de roca caliza. En el centro del área afectada, la grieta tiene una altura de entre 80 y 100 pies, pero va disminuyendo hacia el norte, siendo menos de 50 pies. Al sur, se transforma en una zona más fresca. Las medidas de la estructura son 4 Km de ancho al norte y 7 Km en el Centro y Sur, con una longitud de aproximadamente 33 Km (Ep Petroecuador, 2023)

La estructura Sacha se creó al principio de la formación de las capas de la tierra, hace mucho tiempo. Hacia el Este, la inclinación del terreno se hace menos pronunciada. La zona donde se derrama el petróleo en el yacimiento "U" está en el borde Noreste del campo MDC, cerca del pozo Paka-Norte 1. Este es el único pozo del campo donde se ha visto que el agua y el petróleo se juntan en ese yacimiento. En dirección al Noreste, hay un lugar donde se ha derramado algo, que se encuentra 40 pies más arriba que los campos Sacha y Drago Vista. Este límite separa el campo de nivel del Hollín, pero no afecta al yacimiento “U”, cuyo límite en esa dirección es marcado por los relieves volcánicos de la estructura Vista (Rivadeneira y Baby, 1998).

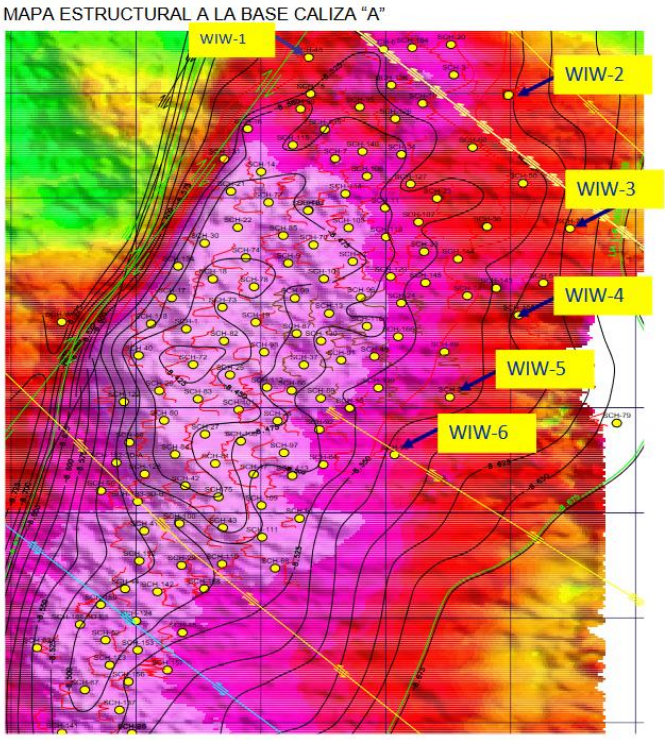


Figura. - 2. Mapa estructural campo Sacha - (Baby et al., 2004)

1.8.4. Estratigrafía del campo Sacha.

Todo el petróleo que se ha encontrado hasta ahora en la Cuenca Oriente viene de unas capas de roca del periodo Cretácico. Estas capas, llamadas reservorios "U" y "T", son similares a las que se encuentran en otras cuencas alrededor del mundo, como las de las montañas rocallosas de Estados Unidos.

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general, 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.

El campo Sacha en Ecuador se ha estudiado a fondo para entender cómo se formaron las capas de tierra en la región. Esto nos ha dado información sobre la historia geológica, el tipo de rocas, el ambiente en que se depositaron y otras características importantes. Este conocimiento nos ayuda a comprender mejor la geología de la zona y a saber qué recursos naturales se pueden encontrar en ella (Cisneros y Pablo, 2006).

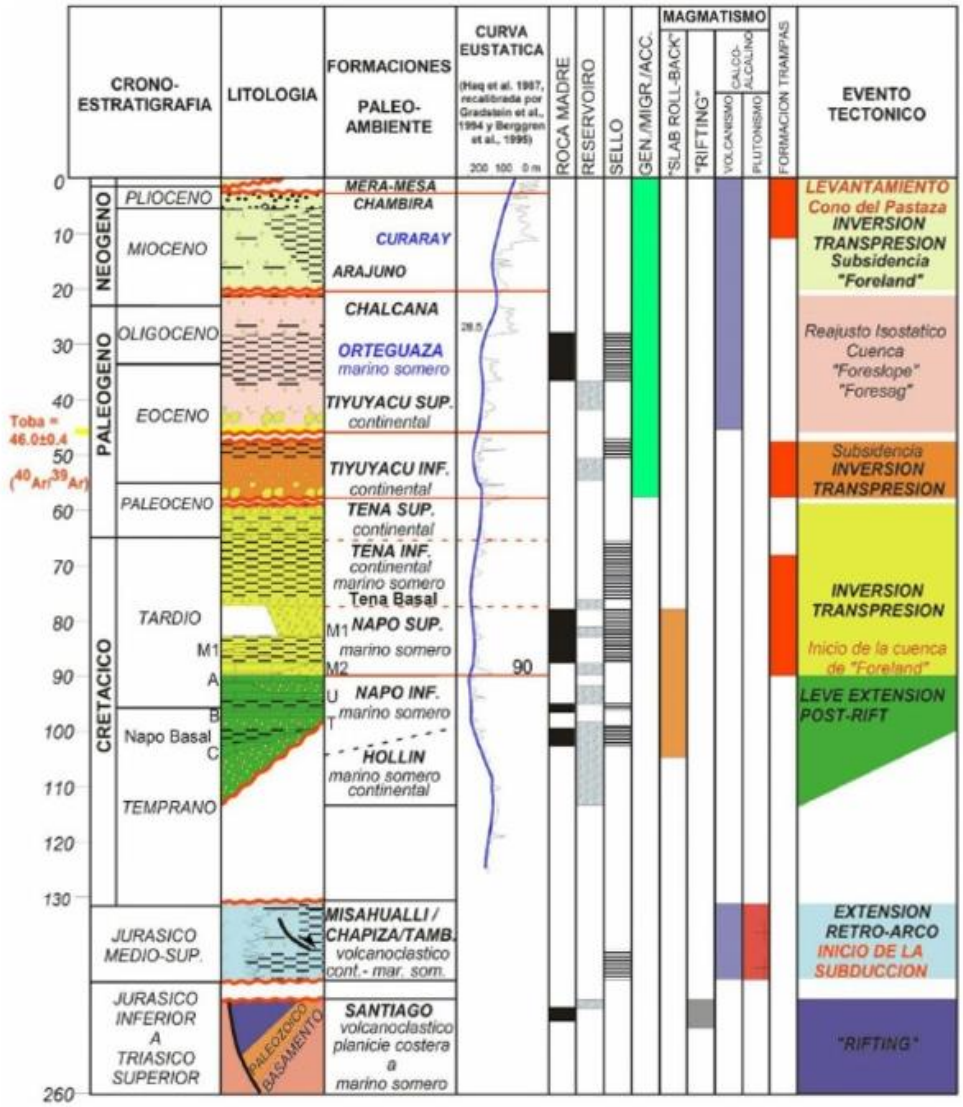


Figura. - 3. Columna estratigráfica de la cuenca oriente - (Baby et al., 2004)

1.8.5. Características del campo.

Los yacimientos del Campo Sacha corresponden a tres formaciones claramente identificadas que son (Quiñonez, 2023)

- La Formación Tena con una sola arena productora: Basal Tena.
- La Formación Napo que se divide en dos arenas productoras: Napo "T" y Napo "U".
- La Formación Hollín que se divide en dos areniscas productoras: Hollín Principal y Hollín Superior.

En la tabla 1.1 se detalla los parámetros referentes promedio, como: DATUM, espesor neto promedio, porosidad (%), saturación de agua inicial, permeabilidad y salinidad, para las arenas productoras del campo Sacha (Salazar et al., 2023).

Tabla 1. Parámetros referentes promedio del pozo (Petroecuador,2023)

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BT	"U"	"T"	Hs	Hi
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	< 4	31	21	12	60
Porosidad (%)	18.0	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 – 25	15 - 20	30 -40	30 - 40
Permeabilidad (mD)	600	425	240	130	350
Salinidad (ppm Cl-)	26000	25000-45000	30000	3400-11000	1000-1500

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DE UN POZO PETROLERO

2.1.1. Pozo petrolero.

Un pozo de petróleo es un trabajo de ingeniería para encontrar petróleo debajo de la tierra. Se hace perforando el suelo a diferentes profundidades con tuberías para protegerlo. Los pozos de petróleo se clasifican según para qué se van a usar, cómo se van a perforar, a dónde van a ir y dónde están ubicados. Esto ayuda a los ingenieros a saber cómo deben trabajar en cada uno de ellos. Cuando encuentras un pozo que cumple con lo que buscas, es importante hacer una investigación detallada para saber cómo está formado, qué contiene y cómo se debe usar (Hocal Pipe, 2020)

2.2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es un método para instalar tuberías y cables bajo tierra sin tener que excavar la superficie. También se le conoce como perforación direccional horizontal o HDD. Se suele usar en lugares donde no se puede cavar, como debajo de carreteras o edificios, para evitar problemas.

Para hacer un agujero en una dirección específica, primero se hace un agujero pequeño. Este agujero se hace más grande para poder colocar debajo de la tierra el servicio público que queremos. Después de hacer el agujero pequeño más grande, movemos la máquina de perforación hacia dónde queremos llegar (Safety Culture, 2024).

2.2.1. Tipos de perforación direccional.

Cuando se habla de perforación direccional, comúnmente se asume que se está refiriendo a la perforación horizontal de pozos, que es un método de desviación del pozo hasta que está en, o cerca de un ángulo de 90 ° desde la vertical para perforar hacia los lados y a lo largo una capa específica de roca. Hay algunos otros métodos de perforación direccional que se analizarán a continuación (Lema, 2018):

a) ***Perforación horizontal.*** Al principio, un pozo va hacia abajo y luego se extiende horizontalmente a una gran profundidad. Esto hace que el pozo y el depósito estén más conectados para producir más. También te permite llegar a los depósitos que son muy delgados para perforarlos de arriba hacia abajo.

b) ***Perforación multilateral.*** Un solo agujero hace que salga un montón de ramas que ayudan a sacar más cosas de ese mismo agujero. Con esta técnica de perforación se puede tener más contacto con el pozo y así obtener producción de varias ramas al mismo tiempo. Estos pueden estar rectos, curvados un poco hacia un lado, o dar vueltas para hacer un hoyo en forma de J. La perforación multilateral es cuando se hacen ramificaciones en la tubería de un pozo de petróleo o gas para extraer más recursos. Esto se puede hacer en pozos nuevos o ya existentes y suele incluir dos ramales laterales. Al usar este método de perforación, se ahorra dinero y se trabaja más rápido al poder extraer recursos de varios lugares sin tener que mover la sonda.

c) ***Perforación de pozos de alcance extendido (ERD).*** En los años 80, Mobil Oil Company inventó un término nuevo llamado alcance horizontal para describir la perforación de pozos que se inclinan en lugar de ir rectos. Este alcance horizontal es el doble o más de la profundidad real del pozo, y se usa para pozos que van en dirección diagonal. Perforar un pozo de alcance extendido (ERD) es difícil y requiere planificar cuidadosamente cómo construirlo para dirigirlo en la dirección correcta. Desde que se creó el término, la definición de perforación de alcance extendido se ha ampliado. Ahora se incluyen pozos profundos con una relación entre la distancia horizontal y la profundidad menor a dos. La base de datos de pozos de la industria de perforación categoriza los pozos en diferentes tipos según

su complejidad: cortos, intermedios, extendidos y ultra-extendidos. La dificultad para construir un pozo depende de cosas como la profundidad del agua, la potencia de las herramientas que se usan, las características geológicas y la TVD. Un pozo largo es aquel que tiene más de 7,620 metros de profundidad. También, si se cumplen ciertas condiciones, cavar un pozo en el mar o a través de capas de sal puede ser considerado como ERD, incluso si solo se extiende horizontalmente el doble de su profundidad vertical.

d) ***Perforación con Coiled Tubing (CTD).*** La tubería flexible es un tipo de tubo largo y delgado hecho de metal que viene enrollado en un carrete grande. Se puede usar para hacer agujeros más profundos en la tierra después de que ya se perforó uno antes. Perforar en otra dirección o arreglar el pozo para que vuelva a funcionar bien puede ser un desafío, especialmente cuando se usa un tubo flexible pequeño. Sin embargo, se puede hacer de manera rápida y económica.

e) ***ThroughTubing Rotary Drilling.*** Hacer un camino más corto para el agua desde un pozo ya hecho es algo que cuesta mucho dinero. Esto se puede hacer cuando un pozo ya está hecho y en uso, pero se necesitan llegar a otras zonas del depósito para producir más. Este método es muy bueno para mejorar yacimientos antiguos que ya fueron perforados antes. Consiste en perforar orificios horizontales en lugar de verticales, lo que ayuda a aprovechar mejor el yacimiento. Se hace un agujero en el tubo que protege el pozo y se coloca una barra de acero en su lugar para empujar la herramienta de perforación hacia los lados del pozo. Esta técnica se utiliza para investigar las capas de roca que están debajo de donde queremos llegar. Se hace antes de desmontar la plataforma y usar el mismo agujero para llegar a nuestro objetivo principal.

2.2.2. Técnicas de la perforación direccional.

El objetivo principal de la perforación direccional es guiar la herramienta de perforación hacia la dirección deseada. El avance en la tecnología de perforación direccional se logra gracias a los motores de fondo y dispositivos de medición precisos. Son fundamentales para este proceso. Durante mucho tiempo, la forma más común de perforar un pozo ha sido usando un método llamado Rotary + Sliding. Esto significa que se utiliza una sección doblada cerca de la broca de perforación en un motor especial en el

fondo del pozo para controlar la dirección de la perforación. La parte doblada de la barrena hace que gire en una dirección distinta a la del agujero cuando la herramienta de perforación no está girando. Al bombear lodo a través del motor en el fondo, la barrena gira mientras que el resto de la tubería de perforación se mantiene quieta, lo que ayuda a que la barrena perfore en la dirección correcta. Para mantener la dirección del pozo, se puede girar toda la herramienta de perforación, incluida la parte doblada. Así, la barrena no va en línea recta, sino que cubre un área y sigue la dirección del pozo. Las herramientas rotativas direccionales ayudan a dirigir la perforación mientras gira, permitiendo hacerlo más rápido y perforando pozos de manera más eficiente (Herrera Herbert, 2020)

2.2.3. Aplicaciones de perforación direccional.

La perforación direccional puede ser aplicada según el requerimiento, aplicación, situación o problema en el que se encuentre la compañía operadora y requiera del servicio de perforación direccional en casos como (Vilca, 2019):

- Pozos múltiples desde una estructura offshore.
- Pozos de Alivio.
- Control de pozos verticales.
- Mejoramiento de la producción (re-entry)
- Sidetrack
- Localizaciones inaccesibles
- Perforación de Domos de sal
- Perforación Bajo Balance
- Línea de costa (Rango extendido)
- Pozos Multilaterales (Múltiples arenas desde un mismo pozo)

2.3. POZO TIPO “S”

Un tipo de pozo que facilita la llegada a la ubicación del pozo y aumenta su eficiencia. Comienza con una sección vertical cerca de la superficie, luego se construye con un ángulo inclinado, seguido de una sección curva y finalmente una sección vertical para llegar al yacimiento (Briones y Lucín, 2022).

Figura. - 4. Ejemplo de pozo tipo S - (Tellez Ruíz, 2016)

2.4. FLUIDOS DE PERFORACION

Un fluido es cualquier líquido, gas o mezcla de ellos que se usa para perforar pozos en la tierra. Puede contener sólidos suspendidos, líquidos y gases mezclados juntos. Se llama "lodo de perforación" en general, pero algunos lo llaman "fluido de perforación" para referirse a los lodos más especializados y claros. Han intentado categorizar los líquidos que se utilizan para perforar de diferentes maneras, pero a veces solo confunden más en lugar de aclarar las cosas. Se puede clasificar el lodo en tres categorías según lo que lo hace funcionar mejor: a base de agua, sin agua y gaseoso. Cada tipo tiene diferentes tipos más específicos que comparten muchas cosas en común (Schlumberger, n.d.).

2.4.1. Tipos de fluidos de perforación.

Existen tres tipos principales de Fluido de Perforación (Drilling Fluid / Mud), según la formulación del fluido base (Gómez, 2020):

a) ***Líquidos (A base de Agua o de Aceite).*** Los lodos base agua se dividen en varios tipos: lodos no dispersos, dispersos, con cal o calcio, con polímeros, bajos en sólidos y salinos. Hay diferentes tipos de lodos base aceite que se usan en ciertas

actividades industriales. Algunos de los principales son: base diesel, emulsión inversa, base aceite puro (100% aceite) y sintéticos.

b) Aireados (Mezcla Gas-Líquido). Utilizado para hacer agujeros en rocas que se pueden romper fácilmente, usando la técnica de perforación con menos presión (UnderBalance Technique).

c) Aire / Gas. Se usa para abrir agujeros en rocas duras y secas o para detener fugas de líquido durante la perforación. Casi nunca se usa en el mar, salvo en pozos pequeños o cuando se perfora con un tipo específico de tubería.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación.

En este trabajo vamos a investigar cómo se hace la perforación de un pozo en el campo sacha del oriente ecuatoriano, usando información de libros y análisis detallado.

El proyecto se va a realizar en los pozos del Campo Sacha de la Cuenca Oriente utilizando la información de los informes diarios de perforación de cada pozo. Esto significa que la empresa mantendrá privada la información técnica y los datos que maneja.

La investigación bibliográfica es cuando se busca información en libros, revistas u otras fuentes ya existentes para resolver problemas. Se hace reuniendo datos de diferentes lugares y dando una visión general de un tema (Bernardo y Calderero, 2000).

Es un tipo de estudio en el que hay que pensar muy bien y analizar la información importante para el proyecto. Descubre cómo una cosa afecta a otra o cómo dos o más cosas están relacionadas entre sí. El análisis busca descubrir por qué y cómo ha cambiado el déficit comercial en cierto tiempo (Ortega, 2020)

3.1.2. Recopilación de la información.

Se realiza mediante la revisión de información de libros, artículos científicos y páginas web, lo que nos permite obtener una mayor información que es necesaria para la investigación.

a) ***Población y muestra.*** Para el estudio propuesto la población elegida son los pozos petroleros que han sido perforados dentro del campo Sacha, y como muestra se tomó un pozo de trayectoria dirección de tipo "S".
b) ***Técnicas de recolección de datos.*** Procesamiento de datos, búsqueda de información en libros, estudio de diferentes características y comparación de parámetros químicos, físicos y relacionados con la composición de la tierra y el fluido de perforación mediante tablas comparativas.

3.2. DISEÑO MECÁNICO DEL POZO

El Perfil direccional del Pozo Sacha 261D fue planeado de acuerdo a los requerimientos del cliente; con un máximo desplazamiento vertical de 1594.0ft, atravesando la arenisca productora Hollín Inferior. El pozo está diseñado como un pozo tipo "S", a perforarse en tres secciones direccionales, previa colocación del tubo conductor de 20" a 300ft MD.

a) ***Sección 16".*** Se perforará verticalmente hasta 500ft MD donde se realizará el K.O.P., con una severidad de 1.80°/100ft, a 167.68° de azimut, se construirá hasta alcanzar 25.58° de inclinación a 1921ft MD; luego se perforará tangencialmente hasta 3890ft en donde se iniciará la verticalización del pozo hasta llegar a punto de revestidor a 5864ft MD con una severidad de 1.30°/100ft sin ningún cambio en la dirección del pozo, el casing de 13-3/8" se bajará a 5864ft.
b) ***Sección 12 ¼".*** Se continuará perforando verticalmente hasta alcanzar el punto de casing de 9-5/8" a 9004ft MD.
c) ***Sección 8 ½".*** Se continuará perforando verticalmente, atravesando el reservorio principal Arenisca Hollín Inferior, hasta el TD programado a 10404ft MD.

Realizar el KOP a 500ft MD, perforar sección de construcción de ángulo hasta 25.5 grados de inclinación en 167.7 grados de dirección con un D.L.S. de 1.8 grados/100' hasta

1921' en donde se iniciará la tangente hasta 3890' en donde se iniciará la verticalización del pozo con un D.L.S. de 1.3 grados/100'. AL cumplir 40 hrs de circulación se sacará el BHA para cambiar los jets de la broca y aumentar el TFA.

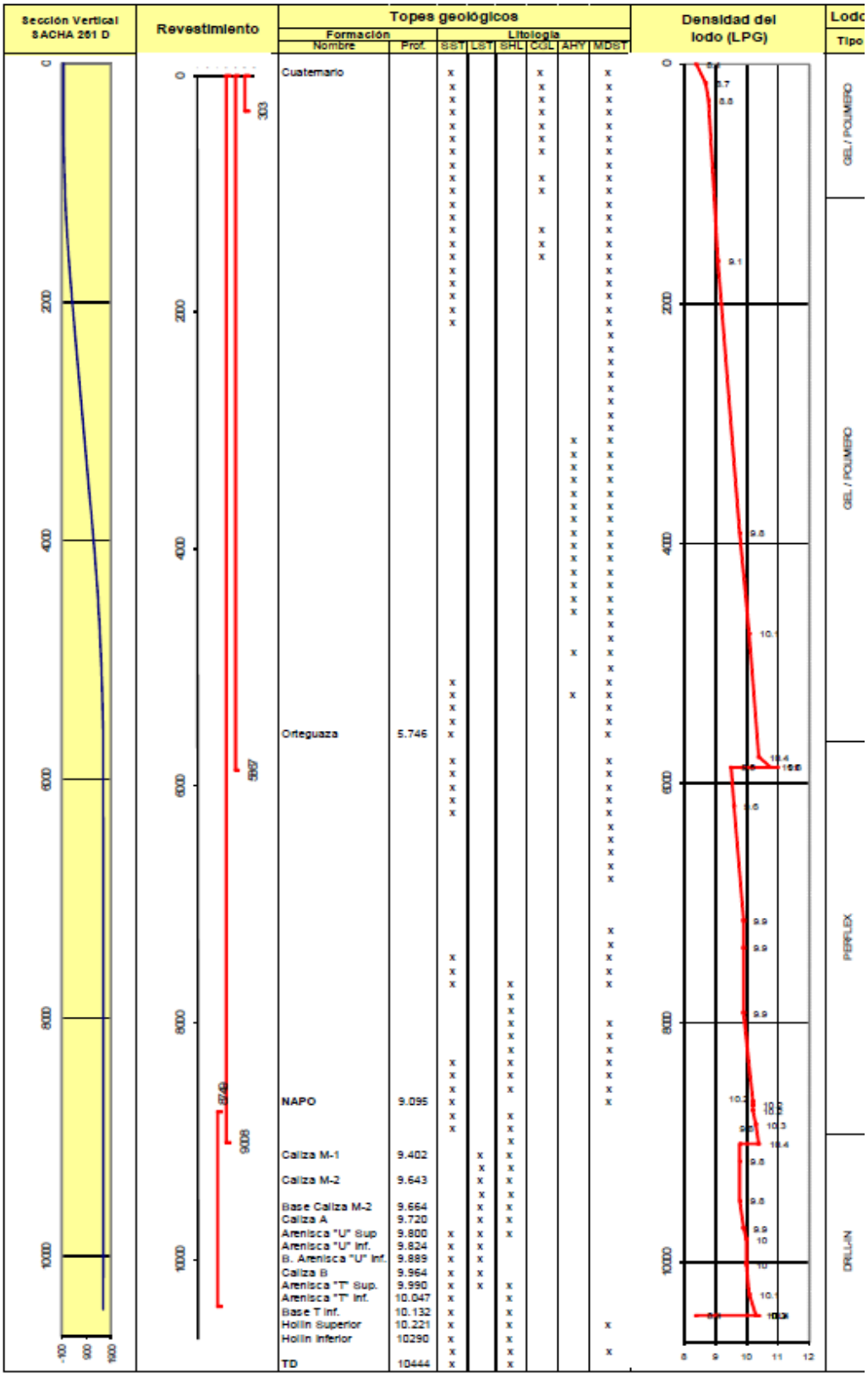


Figura. - 5. Diseño mecánico del pozo - Sección vertical, (Fuente: Petroecuador,2023)

3.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

3.3.1. Sección 20” y 16”.

- Iniciar perforación con fluido disperso con una concentración máxima de Mil-Gel de 10 lpb, para evitar taponamientos de la línea de flujo.
- Mantener la viscosidad de embudo menor a 30 sec/srq, evitando los aumentos de presión.
- Previo a la corrida del revestido de 20 plg, dejar en hoyo abierto 120 bls de píldora viscosa con 15 lpb de Milgel.
- Sugiere perforar la sección 16 pulg mínimo con 400 GPM y máximo con 850 GPM, hasta pasar la sección de posibles pérdidas [1200 pies].
- Bombear píldoras de limpieza periódicamente y así evitar empaquetamientos en el anular.
- Descargar el bolsillo para evitar taponamientos del flow line.
- Al iniciar la sección de 16 pulg, realizar pre-tratamiento con SAPP o Soda Ash para control de arcilla gumbo.
- Iniciar perforación con una sola bomba para evitar fracturar la formación durante los primeros 100 pies.
- Disponer en localización de mallas 250 mesh para ser utilizados en las zarandas del Desander y Desilter respectivamente.
- Previa a la corrida del revestidor de 13 3/8 pulg ajustar la densidad del fluido hasta 10.7 ppg y evitar posibles problemas en la bajada del revestidor.
- Dejar en hoyo abierto 150 bls de píldora visco-pesada con Lubricante para mantener estabilidad de la formación Orteguaza.
- Se recomienda como buena práctica operativa durante la corrida de Revestidor,
- Circular y trabajar al menor apoyo o pérdida de peso en el gancho.
- Mantener Centrifugas trabajando en modo Dewatering al sistema de manera continua durante toda la sección de 16”, para evitar incorporación de sólidos.
- Una vez iniciada la perforación con motor direccional y después de asegurar que no existe perdidas en zona superficial de pozo, diluir el sistema inicial agua/bentonita con un 70% de agua premezclada con SAPP.

3.3.2. Sección 12 ¼”.

- Desplazar sistema de lodo Gel-Polymer por lodo completamente nuevo de 9.5 lpg tipo PERFLEX, durante el desplazamiento del cemento del revestidor de 13 3/8”.
- Considerar que cada vez que se hace un cambio al BHA direccional, principalmente en el diámetro de los estabilizadores, habrá puntos de apoyo cuando se corra en el hueco por tener una configuración ya predeterminada con el anterior BHA.
- Bombear píldoras dispersas con material de limpieza de broca (Carbonato de Calcio o Pronto Plug) más Surfactante para prevenir posible embolamientos siempre que las condiciones hidráulicas de la broca no sean las adecuadas por problemas de presión. Bombear estas píldoras antes de los viajes y previo reinicio de perforación para intentar limpiar la broca.
- Perforar la sección 12 ¼” con una densidad máxima de 10.3 lpg. Al llegar a punto de Revestidor, incrementar la densidad hasta 10.5 - 10.6 lpg para realizar el viaje de calibración.
- Mantener concentración de New Drill Líquido hasta el final del intervalo para incrementar lubricidad del fluido y prevenir la incorporación de sólidos indeseables en el sistema.
- Optimizar los parámetros de hidráulicas para evitar excesivos incrementos de presión que haga necesario sacrificar el galonaje de trabajo y por ende la fuerza hidráulica en la broca, induciendo de esta manera posible embolamiento tanto de la broca como del BHA.
- Mantener adición constante de agua en el sistema debido a las altas temperaturas registradas, lo que hace que se tenga una elevada tasa de evaporación y con ello la deshidratación del fluido es mayor.
- Se sugiere empezar la sección con juego de mallas 330 o 255 mesh para evitar la incorporación de sólidos al sistema (215:100 API; 255: 120 API; 330: 200API).
- CHEMTROL X es recomendado para mantener estabilidad en la reología y filtrado del fluido cuando las altas temperaturas son un problema.
- Ajustar la concentración hasta 1.5% de Mil Lube para mejorar las condiciones de perforación por reducción del torque.

3.3.3. Sección 8 ½”.

- Se debe mantener el set de mallas en las zarandas con que se perforó la fase anterior y una vez perforado el cemento, cambiar las mallas a 180 o 140 mesh, aunque puede vestirse las zarandas con mallas frontales 215 mesh y el resto puede ser 180 mesh, con esto se asegura retener la mayor cantidad posible de Carbonato del sistema.
- Es necesario permitir la suficiente circulación del lodo antes de realizar un viaje para asegurar la limpieza del hueco.
- Evitar el bombeo de píldoras dispersas en esta sección, ya que lavarían las zonas de interés creando un mayor diámetro en estos intervalos por causar flujo turbulento en el espacio anular. Solo se realizará esta operación cuando de acuerdo a las corridas de limpieza en el hueco indiquen la formación de Bed height (cama de ripios) en el hueco, resultados arrojados mediante las simulaciones del programa Advantage Engineering.
- Cualquier movimiento de lodo en los tanques debe ser notificado al Ing. de Baker para evitar posibles alteraciones en las propiedades y volumetría del fluido que afecte la perforación del pozo.
- De acuerdo a la experiencia del campo Sacha, se perforará este intervalo con una densidad máxima de 10.3 lpg, la cual se ajustará hasta 10.4 lpg para realizar los viajes de limpieza, corrida de registros y corrida de Liner de 7 pulg.
- En esta sección mantener puenteo con CaCO3 A100/Hi-Mix durante la perforación de las arenas para minimizar las perdidas hacia la formación “see pages” y pega diferencial.
- Perforar con galonaje de máximo 450 gpm para prevenir posibles lavados del hueco, es por ello que se debe mantener una reología adecuada considerando que esta se ve disminuida por las altas temperaturas de fondo.
- Dado que en el fluido PERFLEX se necesita un alto pH para desarrollar la solubilidad del complejo de aluminio se recomienda ajustar la concentración de Xanplex D en 1.5 lpb para optimizar las lecturas reológicas en el fluido de perforación.
- Para verificar zarandas limpias antes de realizar los viajes de tubería se debe tener la precaución de vaciar el “bolsillo” para evitar que se acumulen ripios que denoten una apreciación errada acerca de la limpieza del hoyo.

3.4. CEMENTACIÓN DE POZOS

La cementación de pozos petroleros es poner una mezcla de cemento y agua al fondo del pozo para taparlo y mantenerlo seguro. Se hace con una máquina que bombea la mezcla por un tubo. Para realizar esta operación llamada cementación primaria, es importante planear bien la selección de los tipos de cementó y fluidos que se van a usar, así como definir cómo se van a colocar en el pozo para que se adhieran bien entre sí y formen un sello fuerte que proteja la tubería y aísle las capas de la tierra (Perfoblogger, 2020).

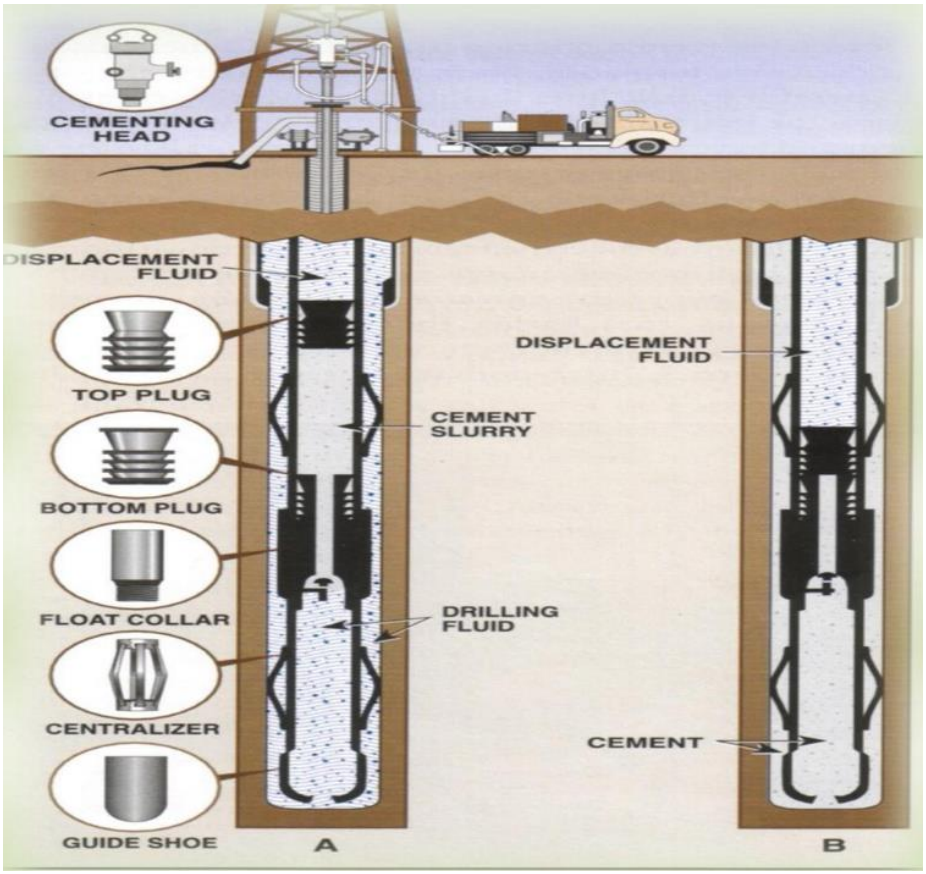


Figura. - 6. Cementación de un pozo - (Perfoblogger, 2020).

3.5. PROCESO DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA

La cementación primaria une la tubería con la pared del pozo para que no se filtren los fluidos de una zona a otra. Para poder trabajar en un pozo petrolero, siempre es necesario cementar en distintas etapas como cuando se perfora, se termina o se arregla un pozo.

Las 3 funciones principales del cemento son: Aislamiento, Protección y Soporte. Los propósitos de un proceso de cementación en un pozo de hidrocarburos son los siguientes:

- Separar diferentes áreas de la tierra para evitar que se mezclen, proteger el agua subterránea y evitar que los líquidos se filtren.
- Cuidar la capa que protege el interior de un tubo de metal, evitando que se dañe por la presión que soporta y por la fuerza extra al taladrar una vez que se pone esa capa de protección.
- Cuidar el recubrimiento para que no se dañe, por ejemplo, evitando que se corroa con líquidos que tienen muchas sales o que contienen ácidos.
- Cuidar la capacitación de los trabajadores para asegurar que sean eficientes al colocar revestimientos en la fábrica.

El experto en cementación en la industria petrolera tiene que tomar en cuenta muchas cosas, como la forma en que se perfora el pozo y su estado, para poder crear un plan de cementación. Para ser un buen ingeniero, es importante entender cómo funcionan las cosas y tener mucha experiencia para saber cuáles son los valores correctos en cada situación específica. En el caso de los pozos, es necesario estudiar y afinar los datos técnicos para tomar decisiones acertadas.
Todo el compendio de variables asociadas al pozo se puede agrupar para un mejor análisis en tres categorías:

- Características del pozo.
- Selección de lechadas.
- Colocación de la lechada en el pozo.

Para una mejor comprensión del proceso de cementación es recomendable la siguiente metodología (Campos et al., 2016):

- Metodología de diseño.
- Diseño de la Lechada de Cemento.
- Pasos a verificar en un programa de cementación
- Cálculos de Cementación Primaria.
- Cementación por etapas.

3.6. TIPOS DE CEMENTACIONES

3.6.1. Cementación Primaria.

Se trata de poner cemento en un hueco entre dos tubos para sellarlo bien y que quede firme para siempre.

Objetivos:

- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El desafío más importante es lograr buenos dispositivos hidráulicos en las áreas donde se manejan líquidos a presión. Para lograrlo, es necesario mejorar la forma en que el lodo de perforación se mueve alrededor del espacio entre la formación y la tubería de revestimiento. Esto garantizará que el cemento se adhiera correctamente y se llene por completo sin dejar espacios vacíos (Campos et al., 2016).

3.6.2. Cementación Secundaria o Forzada.

Se usa presión de agua para meter cemento en lugares donde hace falta. Para lograr un buen resultado al forzar algo, es importante ponerlo en el lugar correcto. El objetivo principal es sellar el espacio detrás de una capa con cemento para evitar problemas de comunicación no deseados.

En este proceso se utiliza presión hidráulica para dirigir el cemento hacia un punto específico del pozo y se deshidrata dentro de cavidades o contra una zona porosa y permeable de la formación.

3.6.3. Tapones de Cemento.

Tapar un agujero con cemento es algo que se hace a menudo en la construcción y se necesita poca cantidad de cemento. Se baja al pozo por diferentes razones (Carlos et al., s. f.):

- Para desviar el pozo sobre un “Pescado”.
- Para iniciar una perforación direccional.
- Para abandonar una zona o abandonar un pozo.
- Para solventar problemas de pérdidas de circulación durante la fase de perforación.
- Para proveer un anclaje en caso de pruebas a hoyo abierto.

3.7. ACCESORIOS PARA LA CEMENTACION

Los materiales y herramientas que se necesitan para trabajar en un pozo pueden variar según lo profundo que sea y quiénes estén haciendo el trabajo. Es muy importante saber cómo funcionan y para qué sirven todas las cosas que se usan para poner el cemento en las tuberías de un pozo de petróleo (Horta, 2017):

- ***Arañadores.*** Para remover el revoque depositado sobre la pared del agujero.
- ***Equipos de flotación.*** Estos se colocan en la parte de abajo del equipo de perforación para que sea más ligero y pueda flotar cuando llegue al fondo.
- ***Zapatas.*** La parte inferior de la tubería de revestimiento es protegida por una zapata guía.
- ***Coples.*** Un cople flotador se pone en la tubería arriba de la zapata para ayudar a colocar tapones de cemento y terminar de poner el cemento cuando se llega a esa parte.
- ***Tapones.*** Los tapones actúan como barreras de separación entre las lechadas de cemento y entre el fluido de perforación y fluidos de desplazamiento.
- ***Centradores.*** Los centradores son colocados en las secciones críticas de interés para centrar la tubería y obtener una mejor distribución del cemento alrededor de esta.
- ***Zapata guía.*** Es una pieza sencilla que se coloca en la parte inferior de un tubo para protegerlo. No tiene válvulas ni controles de flujo.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. TIEMPOS PRODUCTIVOS VS NO PRODUCTIVOS

4.1.1. Tiempo productivo.

Hole Size	Arma / desarma y prueba BOP	Levanta, arma desarma y prueba BHA	Muele cemento	Perfora	Perfora elementos flotadores	Viaje de limpieza	Lava y rima	Viaje	Acondiciona lodo / circula	Servicio al equipo / corta cable	Arma / desarma y baja registros	Arma / desarma y baja revestidor / liner	Arma / desarma equipo / cementa	Trabaja en boca del pozo, wear bushing	CIT/ FIT / LOT	Reunión de seguridad, surveys, otros
26		2.0	1.0		0.5			1.0	1.5	8.0		3.0	11.5			6.5
16	17.5	5.0		81.5	3.5	15.0	3.0	13.0	13.5	2.5		13.5	6.5	12.5		1.0
12 1/4	4.5	2.0	0.5	96.5	2.0		2.5	39.5	10.5	3.5		15.0	5.0	12.5	0.5	2.5
8 1/2		6.0	0.5	36.0		1.0	1.5	21.0	23.5	0.5	7.0	13.5	5.5		0.5	2.5
TOTAL	**22.0**	**15.0**	**2.0**	**214.0**	**6.0**	**16.0**	**7.0**	**74.5**	**49.0**	**14.5**	**7.0**	**45.0**	**28.5**	**25.0**	**1.0**	**12.5**

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	539.0	22.46	95.65%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	24.5	1.02	4.35%
TOTAL TIEMPO POZO	**563.5**	**23.5**	**100.00%**

Figura. - 7. Gráfico de los tiempos productivos en la perforación (Petroecuador,2023)

- **Distribución de tiempo productivo.**

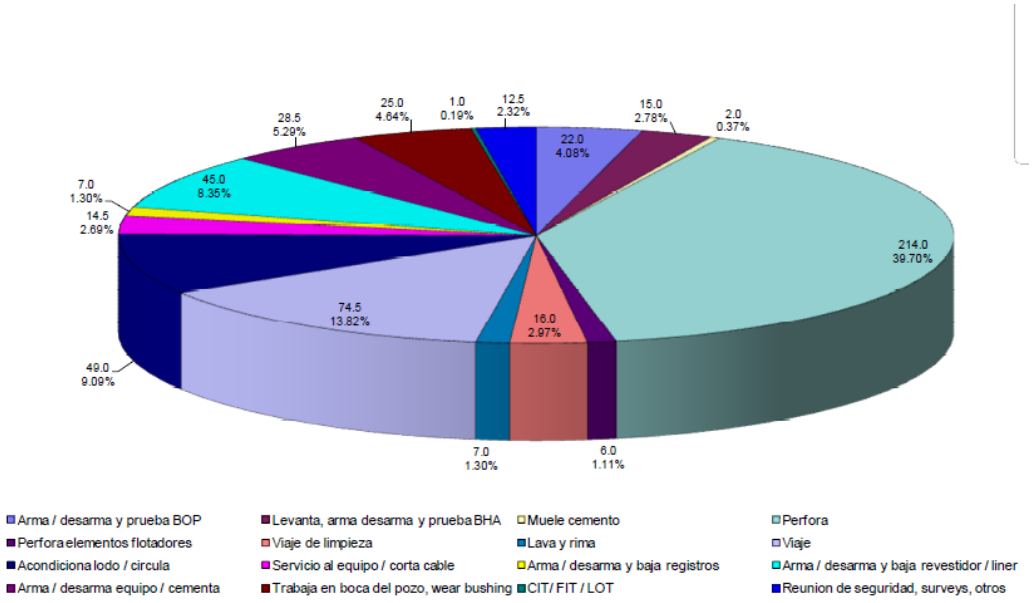


Figura. - 8. Distribución estadística de los tiempos productivos(Petroecuador,2023)

4.1.2. Tiempo no productivo.

	TIEMPO NO PRODUCTIVO															
Hole Size	Limpia linea de flujo gumbo	Corrida de registros fallida	Cambio de bha / broca	Suministro de aire koomey	Pega de tuberia / registros	Problema de motor y MWD	Problemas control de solidos / lodo	Problemas de cementacion	Problemas revestidor, liner	Reparacion del equipo	Problemas del hoyo, lava / rima	Problemas de embolamiento broca	Problemas del TDS	Atrapamiento en el BOP	Unplanned trip / Tripping velocity	M/U and L/D BHA & DP & Csg
26																
16			2.0							8.0	7.0					
12 1/4																
8 1/2													3.0	4.5		
TOTAL			**2.0**							**8.0**	**7.0**		**3.0**	**4.5**		

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	539.0	22.46	95.65%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	24.5	1.02	4.35%
TOTAL TIEMPO POZO	**563.5**	**23.5**	**100.00%**

Figura. - 9. Gráfico de los tiempos no productivos en la perforación(Petroecuador,2023)

- **Distribución de tiempo no productivo.**

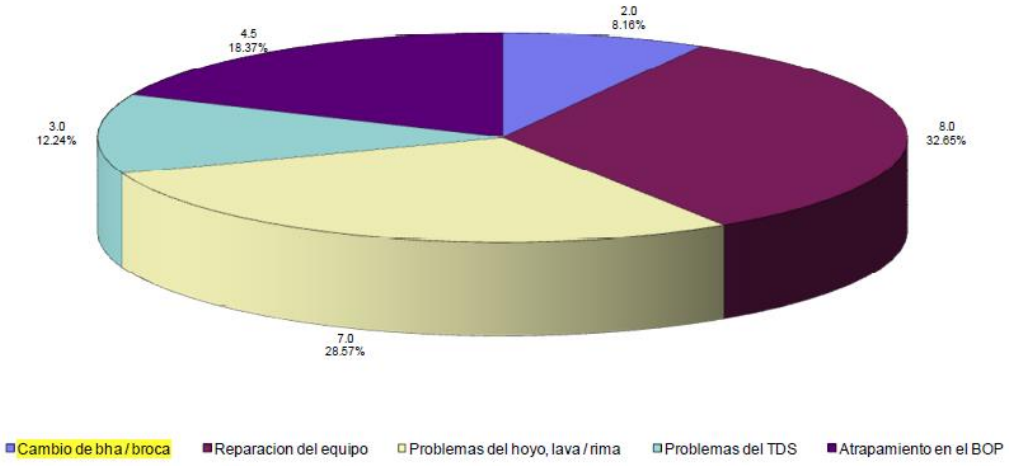


Figura. - 10. Distribución estadística de los tiempos no productivos. (Petroecuador,2023)

4.1.3. Distribución total del tiempo.

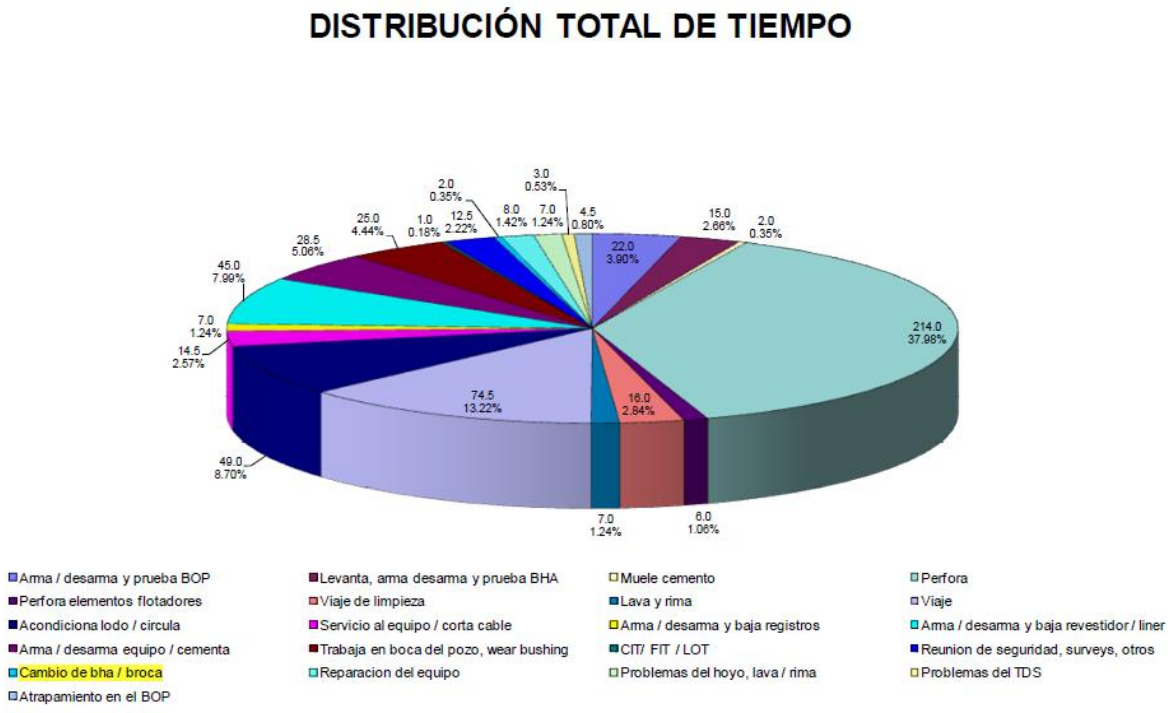


Figura. - 11. Distribución estadística del tiempo total en la perforación. (Petroecuador,2023)

4.2. DISEÑO MECÁNICO DEL POZO

Se realiza el diseño mecánico del pozo, es un pozo direccional tipo “S” de desarrollo, perforado para evaluar reservas del reservorio.

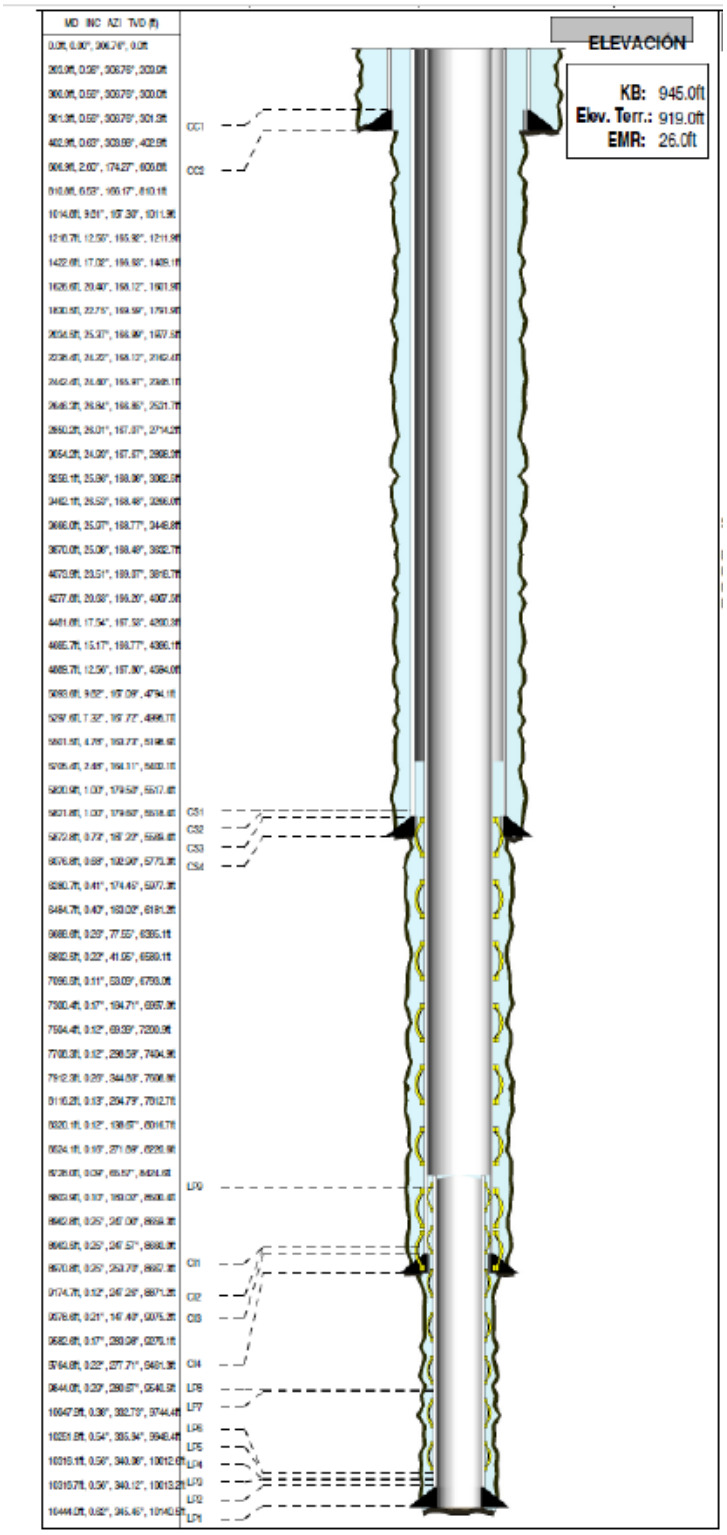


Figura. - 12. Sección vertical del pozo(Petroecuador,2023)

CASING CONDUCTOR

Sim.	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)Item Description
CC1	8	26.0	273.25	20.000CSG 20"
CC2	1	299.2	2.70	20.000ZAPATO

CASING SUPERFICIAL

Sim.	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)Item Description
CS1	144	26.0	5,794.46	13.375SUPERFICAIL : 13 3/8" 144 TUBOS C-95 72 LBS/FT
CS2	1	5,820.5	2.00	13.375 13 3/8 ir COLLAR FLOTADOR
CS3	1	5,822.5	40.69	13.375SUPERFICIAL : 13 3/8" 1 TUBO C-95 72 LBS/FT
CS4	1	5,863.2	1.85	13.37513 3/8" ZAPATO

CASING INTERMEDIO

Sim.	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)Item Description
CI1	212	26.0	8,936.62	9.625CASING JOINT(S)
CI3	1	8,964.1	42.03	9.625CASING JOINT(S)

CASING PRODUCCION

Sim.	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (n)Item Description
LP9	1	8,749.1	38.12	7.000LINER HANGER (COLGADOR)
LP8	26	8,787.2	974.61	7.000LINER 26#. N-80, BTC R3
LP7	1	9,761.8	19.69	7.000TOBO CORTO MARCADOR
LP6	14	9,781.5	534.16	7.000LINER 26#. N-80, BTC R3
LP5	1	10,315.7	1.28	7.000LANDING COLLAR
LP4	1	10,317.0	37.79	7.000LINER 26#. N-80, BTC R3
LP3	1	10,354.8	1.05	7.000FLOAT COLLAR
LP2	1	10,355.8	36.91	7.000LINER 26#. N-80, BTC R3
LP1	1	10,392.7	2.32	7.000FLOAT SHOE

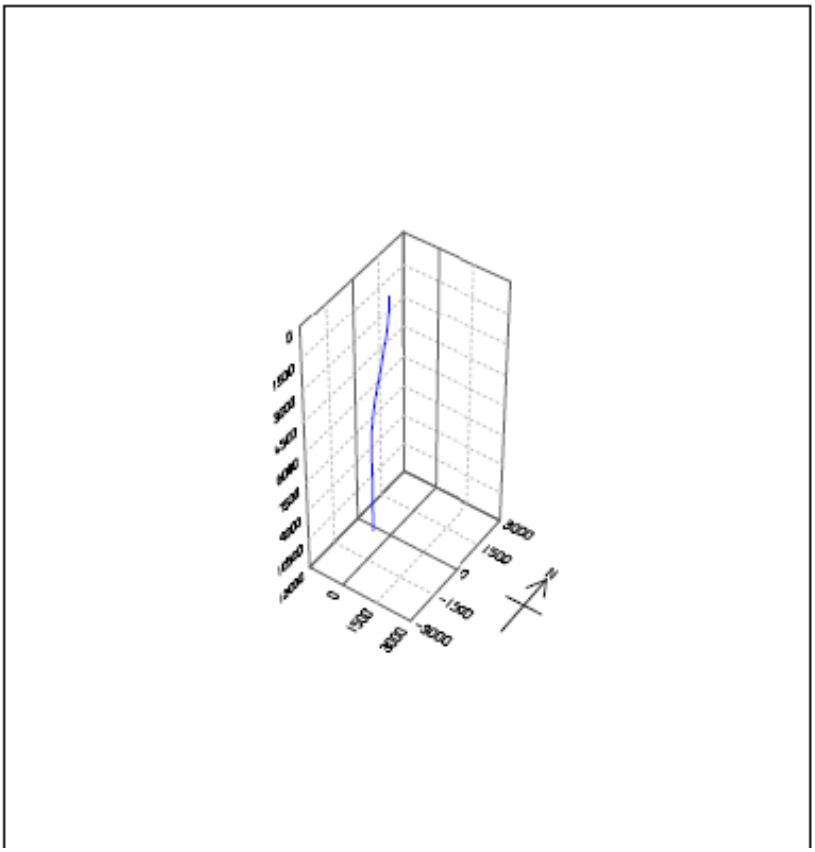


Figura. - 13. Datos de los casing del pozo (Petroecuador,2023)

4.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Tabla 2. Fluidos de perforación empleados en la perforación

Hoyo, Ø	Desde	Hasta	Revestidor, Ø	Profundidad del Zapato	Tipo de Lodo	ρ, lpg
26 pulg	0	303'	20 pulg	303'	Gel / Polímero	8.6 – 8.8
16 pulg	303'	5867'	13 3/8 pulg	5866'	Gel / Polímero	9.0 -11
12 ¼ pulg	5867'	9009'	9 5/8 pulg	9008'	Perflex	9.5 -10.4
8 ½ pulg	9009'	10444'	7 pulg	10444'	Perflex Drill In	9.8 – 10.4

4.3.1. Sección 26" – 16".

Ingresa a la locación de pozo Sacha 261 D. Chequeó tanques de lodos y prehidrata Milgel (bentonita) a una concentración de 15 lpb. Preparó píldora viscosa y bombeó 30 bls de píldora cada parada. Bombeó 30 bls de píldora viscosa y circuló hasta retornos limpios en zarandas, Bombeó y dejó en fondo 120 bls de píldora viscosa esporteada previa corrida de tubo conductor. Chequeó y controló volúmenes durante corrida de conductor y durante la cementación. Chequeó retorno de cemento en superficie y descarto lodo contaminado y cemento a tanque de sólidos de Cía. Brand.

La sección de 16" se perforó con dos BHA, el primero un BHA direccional con broca PDC (HCD605 con un TFA=0.9281) el cual perforó hasta 3991pies y el segundo BHA direccional (BHA #3) con broca PDC (HCD605 con un TFA=1.003) el cual perforó hasta 5867 (punto de casing). Durante la perforación de esta sección se realiza el trabajo direccional a partir de los 500 pies perforados. Bajo casing de 13 3/8" sin problemas y realizó trabajo de cementación según programa, el cemento se desplazó con lodo Perflex de 9.5 lpg.

Se inició la perforación de la sección de 16", con el sistema de tanques en circuito completo y con centrifugas trabajando en modo Dewatering para minimizar la incorporación de sólidos al sistema y MBT. Bombeó 30 bls de píldoras viscosas de limpieza cada parada hasta llegar a los 1000 pies. Luego bombeó píldoras viscosas de

limpieza de 20 bls cada 200 pies hasta 3700 pies. Antes del primer viaje a superficie bombeó 30 bls de píldora viscosa con New Drill y circuló hasta zarandas limpias.

Continuó la perforación del hoyo de 16" desde 3991 pies, al retornar a fondo se bombeó 2 píldoras viscosas de 50 bls cada una en Tandem previo al inicio de la perforación. Durante la perforación continuó con el bombeo de píldoras viscosas pesadas de 30 bls para limpieza del hoyo cada 200 pies perforados hasta llegar a punto de casing, una vez en punto de casing se bombeó 30 bls de píldora dispersa y 50 bls de píldora viscosa en tándem y circuló hasta zarandas limpias y se realiza viaje de calibre del hoyo hasta superficie, a 2316 pies circula hasta zarandas limpias y se adicionó barita para aumentar el peso del fluido de 10.4 lpg hasta 10.8 lpg y continuó viaje a superficie. Retornó BHA a fondo y bombeó dos píldoras viscosas pesadas con Sulfatrol cada una de 50 bls en Tandem y circuló hasta zarandas limpias. Se decidió adicionar barita al sistema para llevar el peso del fluido desde 10.8 lpg hasta una densidad de 11 lpg previo al viaje para corrida de casing.

4.3.2. Sección 12 ¼ ".

Esta sección se perforó con dos BHA direccionales, según los datos obtenidos del programa de perforación. El primer BHA direccional (BHA #4) con una broca PDC de 12 ¼", HCD605X (TFA: 0.948), con este BHA se viaja a fondo de pozo y se topa tapones a 5814 ft. Se limpió cemento y se perforó tapones, collar flotador y cemento hasta 5840 ft, se circuló por 10 min y realizó prueba de casing con 900 psi por 5 min. Continuó moliendo cemento, zapata y formación hasta 5882 ft, circuló por 10 min y realiza FIT con 800 psi por 5 min. Con este BHA se perforó la sección de 12 ¼" hasta una profundidad de 7373 ft.

Durante la perforación controló parámetros desde 6117 ft hasta 6260 ft, 550 GPM, 40 RPM, 10-12 WOB, 1900 psi y 10-12 TQ, debido a presencia de arenas cuarzosas, luego continuó con parámetros normales hasta 6670 ft, donde por presencia del conglomerado superior de Tiyuyacu controló parámetros, 550 GPM, 40 RPM, 10-12 WOB, 1900 psi y 10-12 TQ, hasta una profundidad de 6915 ft con una ROP (prom)=28 ft/hr. Perforó con parámetros normales hasta 7373 ft, donde se realizó viaje a superficie

para revisión del BHA y cambio de broca (Calificación de la broca: 1-2-WT-A-X-I-BT-HR.).

El segundo BHA direccional (BHA #5) con broca PDC HCD605X (TFA:0.948), perforó con parámetros normales de perforación desde 7373 ft hasta 7530 ft a una ROP (prom)=31 ft/hr, desde 7530 ft controló parámetros de perforación para atravesar conglomerado masivo inferior de Tiyuyacu hasta 8085, con 550 GPM, 30 RPM, 14-18 TQ, 2300 psi, 13-15 TQ y ROP (prom)=28 ft/hr, continuó perforando con parámetros normales hasta 8687 ft, donde realizó viaje de control hasta el zapato de 13 3/8". Luego de viaje de control continuó perforando con parámetros normales hasta 9009 ft (Pto. De casing), realizó viaje a superficie y desarmo BHA #5 (calificación de la broca:1-2-WT-AX- I-BT-TD). Bajo revestidor de 9 5/8" sin problemas y realizó trabajo de cementación según programa, desplazo cemento con lodo Perflex de 10.4 lpg de la sección de 12 ¼".

4.3.3. Sección 8 ½ ¨.

La sección de 81/2" se perforó con un BHA direccional con broca PDC (TFA:0.6622), con este BHA se bajó hasta 8780 ft donde topa tapones, perforó tapones, collar flotador y cemento hasta 8988 ft, circuló por 10 min y realizo prueba de integridad del casing de 9 5/8". Continuó perforando cemento hasta 9003 ft, en este punto prueba herramientas direccionales con diferentes galonajes (450 GPM, 432 GPM, 400 GPM), continuó perforación de cemento, zapata y 10 pies de formación hasta 9019 ft, según programa de perforación sugerido.

Realizó cambio de fluidos según procedimiento, Bombeó 30 bls de píldora espaciadora, y desplazo lodo Perflex de 10.4 lpg de la sección de 12 ¼" por lodo Perflex-Drill in de 9.8 lpg, levanto broca 15 ft sobre la zapata del casing de 9 5/8", circulo con 450 GPM, luego de 157 strockes bajó broca a fondo de pozo a 9019, cambiando fluido durante la bajada a 380 GPM evitando lavar la zapata y levanto broca 15 ft sobre la zapata del casing nuevamente y continuo desplazamiento del fluido a 450 GPM, circulo hasta observar presencia de fluido nuevo en zarandas, verifico peso del fluido y paró circulación, lavó bolsillo, zarandas y canaletas. Probó herramientas direccionales y realizó prueba de integridad FIT con lodo Perflex Drill-in de 9.8 lpg aplicando 988 psi (densidad equivalente 12 lpg).

Continuó la perforación de la sección de 8 ½", perfora con parámetros normales desde 9019 ft hasta 9713 ft, bombeó píldora viscosa pesada y circula por 30 min, realiza viaje a zapato de casing 9 5/8" por cambio de wash pipe, retornó a fondo y continuó perforación de la sección logrando llegar a 10444 ft (TD). Se realiza corrida de registros eléctricos (ZOL-CN-GR-CAL-SP-HDIL-ML-RTEX-DAL LONG) y corrida de Liner de 7" según programa de pozo, realizó cementación del Liner de 7", según programa, se desplazó fluido con lodo Perflex Drill in, luego se realizó cambio de fluido Perflex Drill in por agua fresca, verifico retornos de agua fresca en zarandas. Se dan por terminadas las operaciones en el pozo Sacha 261D.

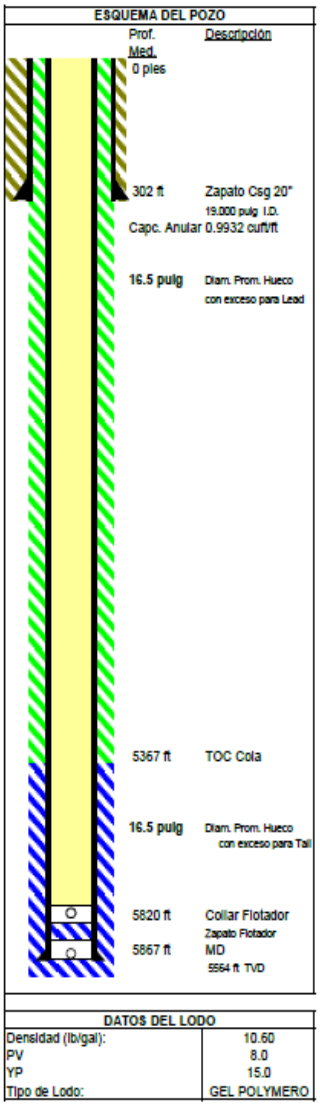
Para el inició de esta sección se utilizó el lodo Perflex de 10.4 lpg de la sección de 12 ¼" para perforar tapones, cemento, zapata y 10 ft de formación, luego se realizó cambio de fluido por el fluido Perflex-Drill in con peso de 9.8 lpg.

Durante la perforación se adicionó Claytrol como inhibidor de arcillas, Biolose como controlador de filtrado y para mejorar las lecturas de baja reologia que nos permiten una mejor limpieza del hoyo, Pac L como controlador de filtrado y mejorador reológico, Shaleplex como estabilizador de lutitas, Xamplex D como viscosificante para mantener reologia del fluido, adicionó Mil Lube en concentración del 1% v/v para disminuir y estabilizar altos torque presentes durante la perforación, adicionó Carbonato de calcio A-100 y Carbonato de calcio High Mix, para mantener e incrementar periódicamente la densidad del fluido según curva de densidades. Adicionó Soda Caustica con Desco CF para dispersar el fluido y disminuir propiedades reológicas según requerimiento de compañía de cementación.

4.4. PROCESO DE CEMENTACION DEL POZO

4.4.1. Cementación casing superficial 13 3/8”.

Colocar cemento alrededor del casing de 13 3/8" es muy importante en la industria del petróleo. Se asegura de que el pozo esté fuerte, no tenga fugas y produzca petróleo de manera eficiente. Este proceso consiste en echar cemento entre el tubo de revestimiento y la formación para sellar bien.



INFORMACION DEL POZO	
Diámetro Externo del Casing (pul):	13.375
Diámetro Interno del Casing (pul):	12.347
Peso del Casing (lb/pie):	72.0
Grado del Casing:	C-95
Tipo de Rosca del Casing:	BTC
Capacidad del Casing (cu ft/ft):	0.8315
Diámetro del Hoyo (pul):	**16.3**
Hueco promedio con exceso (pul):	**16.5**
Capacidad Anular (cu ft/ft):	0.4734
Inclinación Máxima (°):	26.00
Gradiente de Temperatura (°F/100 pie):	1.30

EQUIPO DE FLOTACION Y ACCESORIOS	
Descripción	Cant.
13 3/8" Zapato Flotador	1
13 3/8" Collar Flotador	1
13 3/8" x 16 Centralizador (Semi_rígidos)	15
13 3/8" Anillo de Retención	15
Kit de Soldadura Liquida	2
13 3/8" Top Plug	1
13 3/8" Bottom Plug	1

PREFLUJOS Y ESPACIADORES					
PRIMERA ETAPA			SEGUNDA ETAPA		
10 bbls	Agua Tratada	8.3 lb/gal			

LECHADAS DE CEMENTO	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top
	Relleno		Cola	Remov.	Relleno	Cola	Job
Clase de Cemento:	A		A		G		
A-2							
GW-22	0.05%						
BA-10B							
FL-54							
R-8	1.05%		0.50%				
CD-33			0.20%				0.20%
A-7L	20 ghs						20 ghs
A-3L	40 ghs						
FP-6L	2 ghs		2 ghs				2 ghs
MD Tope(ft):	0		5367				
MD Fondo (ft):	5367		5867				
TVD Fondo (ft):	5060		5564				
Exceso:	5%		15%				
Cemento Requerido (sks):	1438		237				0
Tamaño Saco (lbs):	110		110				110
Volumen Lechada (cu ft):	2818		311				0
Volumen Lechada (bbls):	502		55				0

PROPIEDADES ESTIMADAS DE LECHADA	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top
	Relleno		Cola	Remov.	Relleno	Cola	Job
Densidad (lb/gal):	13.5		15.8				15.8
Rendimiento (cu ft/sk):	1.96		1.32				1.32
Fluid total (gal/sak)	10.27		5.51				5.5
Requer. Agua (gal/sk):	9.53		5.42				5.43
BHST a fondo (°F):	146		152				
BHCT (°F):	117		117				
Tiempo Espes. (hr:min):	5:50		4:00				
Pérd. Filtrado (mL/30min):	na		na				
Agua Libre (%):	0		0				
Resis. Comp. (psi/16 hrs):	1000		3800				

DATOS DEL LODO	
Densidad (lb/gal):	10.60
PV	8.0
YP	15.0
Tipo de Lodo:	GEL POLYMERO

DESPLAZAMIENTO	
862	Desplazamiento con Lodo a 9 - 6 - 3 bpm

REQUERIMIENTOS DE PRODUCTOS				Colchones	
Cemento Clase "A"	1675 sks	R-8	1953 lbs	Clay Treat 3C	2 gal
A-2		CD-33	69 lbs		
GW-22	86 lbs	A-7L	312 gal		
BA-10B		A-3L	605 gal		
FL-54		FP-6L	40 gal		

Figura. - 14. Cementación casing superficial 13 3/8”. (Petroecuador,2023)

- ***Prueba de líneas***

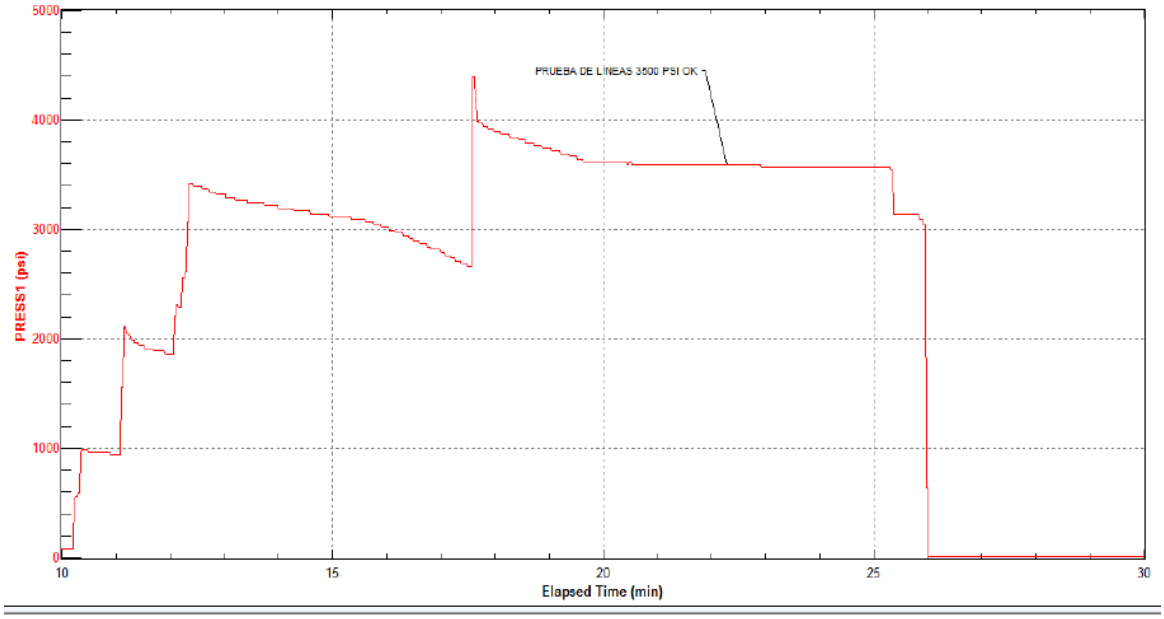


Figura. - 15. Prueba de líneas (Petroecuador,2023)

- ***Bombeo de lechadas***

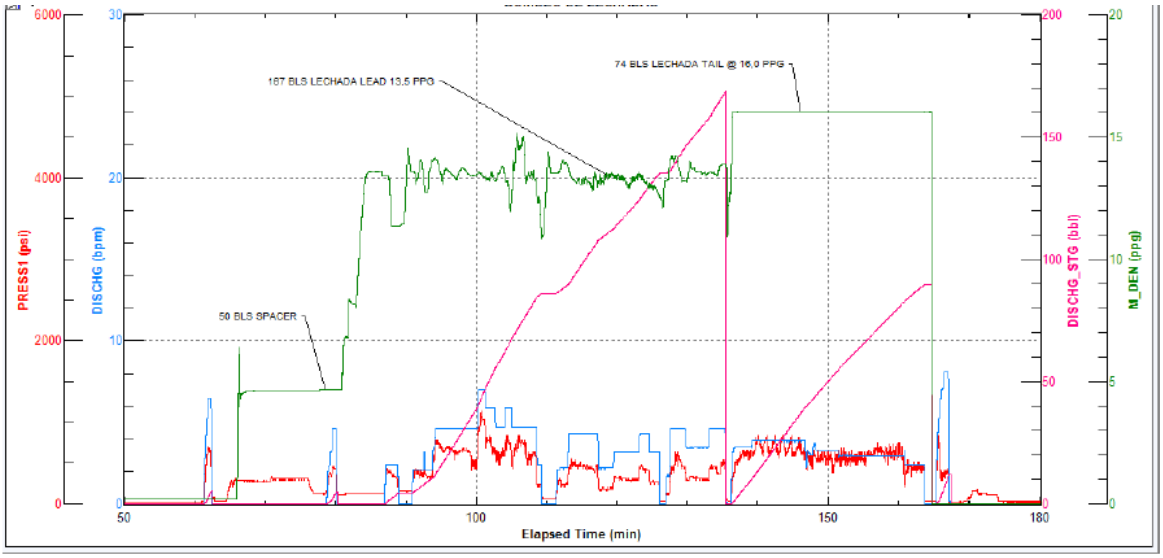


Figura. - 16. Bombeo de lechadas (Petroecuador,2023)

- ***Desplazamiento***

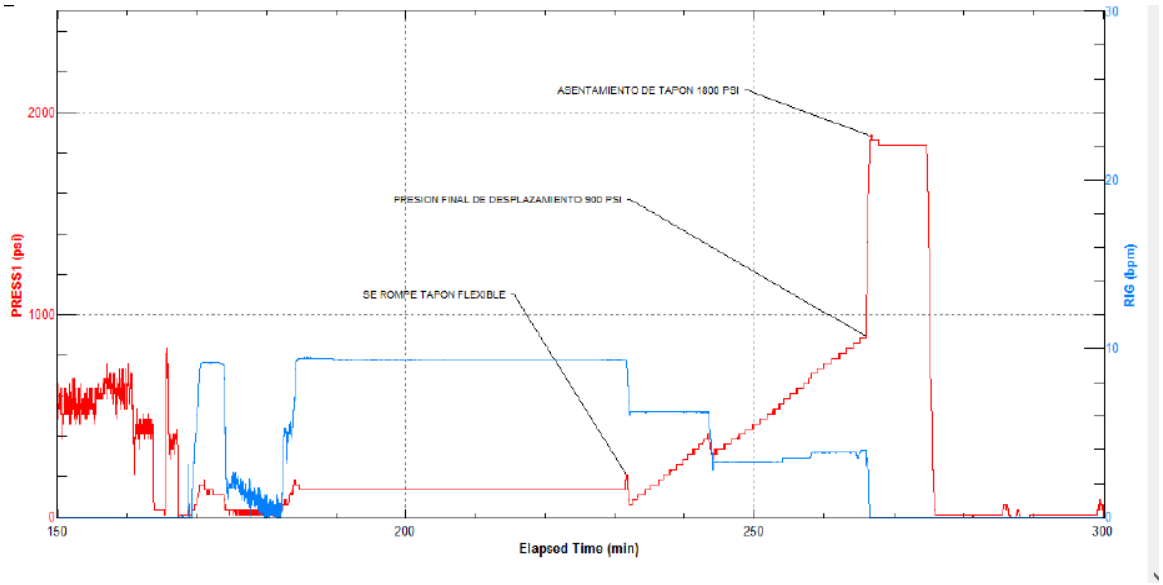


Figura. - 17. Gráfico de desplazamiento (Petroecuador,2023)

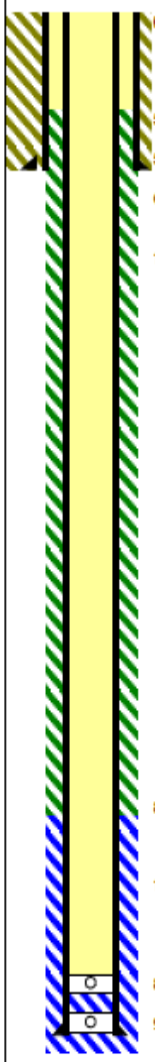
Los ensayos de laboratorio fueron realizados con muestra de agua en locación. El volumen de cemento se determinó con el diámetro de la broca adicionando un exceso de un 10%. El casing 13 3/8", 68lb/#, k-55: tiene una presión de colapso de 2820psi. Y la presión de estallido con un valor de 6390 psi.

Una vez establecido todos los parámetros del pozo se inicia secuencia operativa para cementación casing 13 3/8". Los parámetros propuestos en cuanto a volúmenes, presiones y densidad se cumplió según los programado. Durante toda la operación se observo retornos normales de zarandas. Barriles totales desplazados 802bbs (10bbl bombas de bhi y 792bbl con bombas de rig). Presión final 1011 psi y la presión de tope 1542 psi. Toda la operación fue monitoreada en la unidad de adquisición de datos del bhi pumping.

4.4.2. Cementación casing intermedio 9 5/8”.

CEMENTACION CASING INTERMEDIO 9 5/8"

ESQUEMA DEL POZO



DATOS DEL LODO	
Densidad (lb/gal):	10.40
PV	16.0
YP	15.0
Tipo de Lodo:	PERFLEX

INFORMACION DEL POZO	
Diámetro Externo del Casing (pul):	9.625
Diámetro Interno del Casing (pul):	8.767
Peso del Casing (lb/pie):	47.0
Grado del Casing:	C-95
Tipo de Rosca del Casing:	BTC
Capacidad del Casing (cu ft/ft):	0.4192
Diámetro del Hoyo (pul:	**12.8**
Hueco promedio con exceso	**13.07**
Capacidad Anular (cu ft/ft):	0.3883
Inclinación Máxima (°):	26.00
Gradiente de Temperatura (°F/100 pi	1.30

EQUIPO DE FLOTACION Y ACCESORIOS	
Descripción	Cant.
9 5/8" Zapato Flotador	1
9 5/8" Collar Flotador	1
9 5/8" x 12 1/4 Centralizador (Semi_rigidos)	14
9 5/8" Anillo de Retención	14
Kit de Soldadura Liquida	2
9 5/8" Top Plug	1
9 5/8" Bottom Plug	1

PREFLUJOS Y ESPACIADORES

5 bbls	Agua Tratada	8.3 lb/gal			
50 bbls	MCS-Ultraflush II Spacer	11.5 lb/gal			
5 bbls	Agua Tratada	8.3 lb/gal			

LECHADAS DE CEMENTO

	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top Job
	Relleno		Cola	Remov.	Relleno	Cola	
Clase de Cemento:	G		G		G		
MPA-3	20%		20%				
BA-10	0.80%		0.80%				
FL-54	0.15%		0.15%				
CD-33			0.50%				
GW-22	0.15%						
R-21LB	2 gps		0.5				
FP-6L	2 gps		2 gps				
MD Tope(ft):	5667		8009				
MD Fondo (ft):	8009		9009				
TVD Fondo (ft):	7700		8700				
Exceso:	10%		10%				
Cemento Requerido (	490		330				
Tamaño Saco (lbs):	94		94				
Volumen Lechada (cu	980		446				
Volumen Lechada (bb	175		79				

PROPIEDADES ESTIMADAS DE LECHADA

	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top Job
	Relleno		Cola	Remov.	Relleno	Cola	
Densidad (lb/gal):	13.5		16.0				
Rendimiento (cu ft/sk	2.00		1.35				
Fluid total (gal/sak)	10.52		5.68				
Requer. Agua (gal/sk	10.46		5.63				
BHST a fondo (°F):	180		193				
BHCT (°F):	147		147				
Tiempo Espes. (hr:mi	5:00		4:00				
Pérd. Filtrado (mL/30	200		20				
Agua Libre (%):	0		0				
Resis. Comp. (psi/16	900		2000				

DESPLAZAMIENTO

669	Desplazamiento con lodo a 9 - 6 - 3 bpm

REQUERIMIENTOS DE PRODUCTOS

Cemento Clase 'G'	820 Sks			Clay Treat 3C	1 gal
MPA-3	15416 lbs	FP-6L	18 gal	MCS-A	55 gal
BA-10	617 lbs	R-21LB	14 gal	GW-22	165 lbs
FL-54	116 lbs			Ultra Flush II	15 gal
CD-33	154 lbs				

Figura. - 18. Cementación casing intermedio 9 5/8¨(Petroecuador,2023)

Los volúmenes de cemento se calculan con diámetro de la broca + 10% de exceso.

Presión de Colapso de Cs: 5080 psi; Presión de Estallido: 8150 psi para casing C-95 de 47lb/ft. Con casing en fondo circular con bombas del Rig a 420 GPM hasta obtener retornos limpios. Instalar cabeza de cementación. Circular con bombas del Rig a 420 GPM. Reunión de Seguridad y Pre-Operacional. Llenar líneas con agua tratada y probar líneas a 3000 psi por 5 minutos. Soltar Tapón de Tope (Utilizar testigo). Bombear 10 bbls de agua para desplazar Tapon de Tope (Equipo BHI). Asentar tapón con 500 psi sobre la presión final. Mantener la presión durante 5 minutos. Revisar el contraflujo, verificar funcionamiento de equipo de flotación. WOC 12 horas. Bombear 50 bbl de MCS-W Spacer. Bombear 5 bbl de agua tratada. Mezclar y bombear 190 bbl de lechada de cola a 16 lb/gal. Soltar tapón flexible con 5 bbl de agua tratada. Desplazar con bombas del taladro 693 bbl de lodo con la siguiente secuencia

- ***Pruebas de líneas***

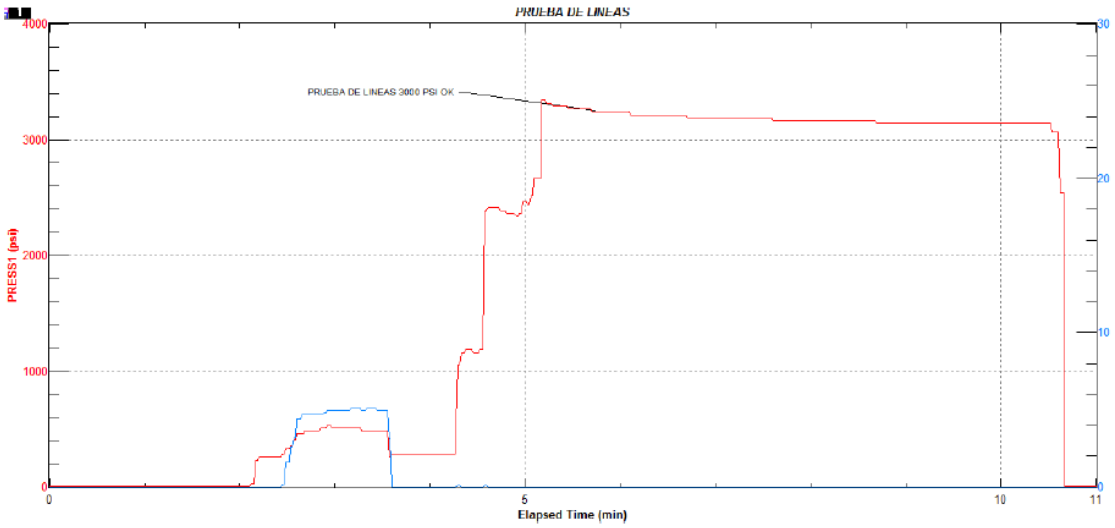


Figura. - 19. Prueba de líneas(Petroecuador,2023)

- ***Bombeo de lechadas***

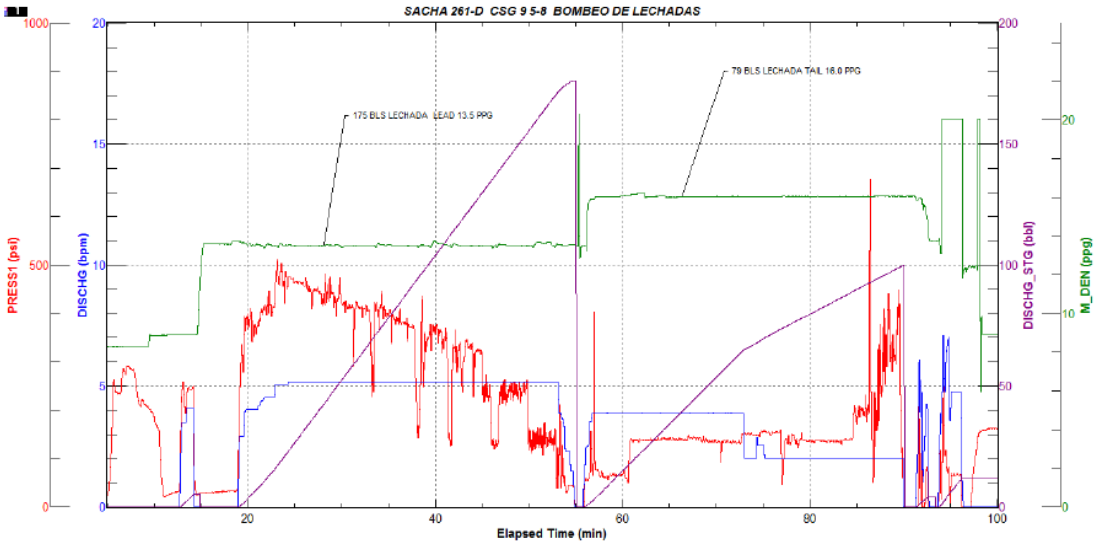


Figura. - 20. Bombeo de lechada

- ***Desplazamiento***

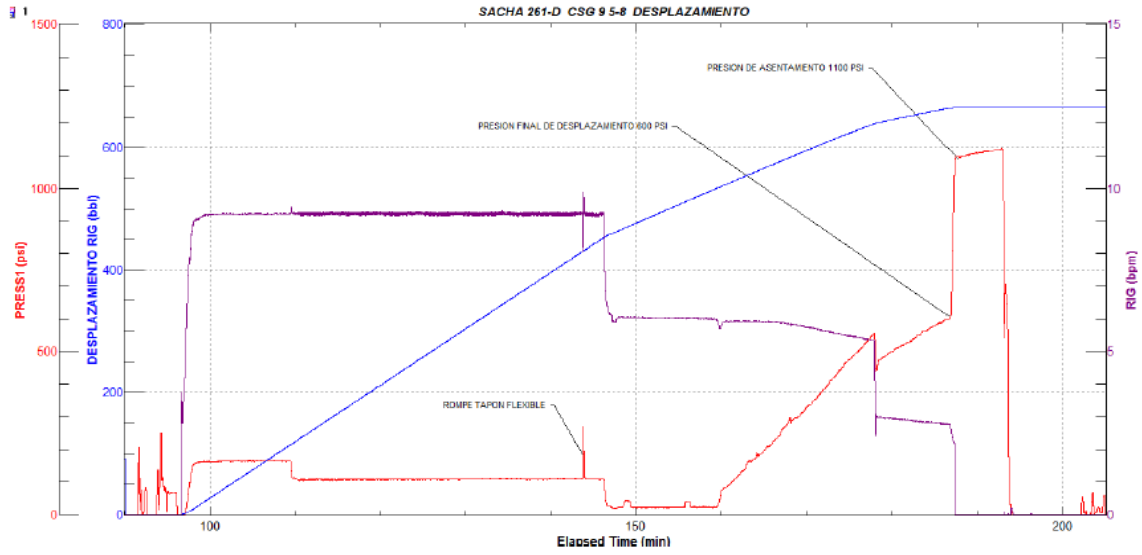
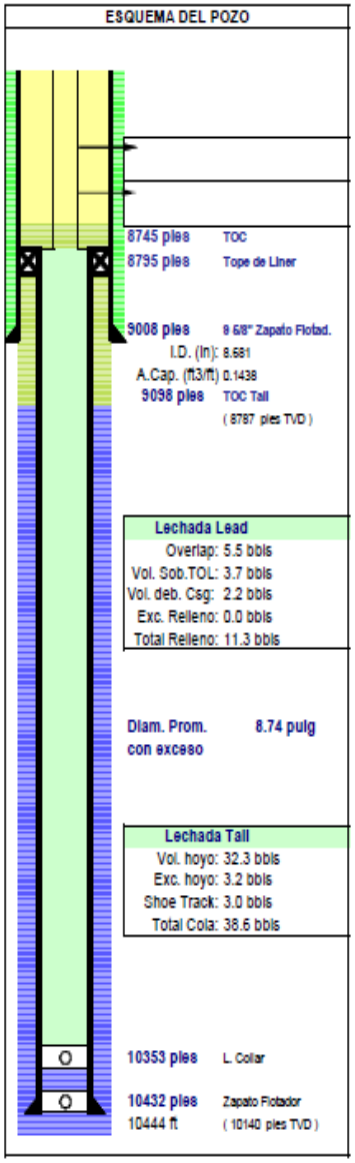


Figura. - 21. Gráfico de desplazamiento(Petroecuador,2023)

Una vez establecido todos los parámetros del pozo, se inicia secuencia operativa para cementacion casing 9 5/8". Presion estabilzó en 400 psi a 10 bpm. Durante toda la operación se observaron retornos normales en zarandas. Barriles totales desplazados (agua +lodo) = 693. Presión final de desplazamiento 620 psi. Asentamiento del tapón con 1200 psi. Toda la operación fue monitoreada en la unidad de adquisición de datos de BHI. Datos de las bombas del Rig. Eficiencia 99% (0.1245 bls/stks), Back Flow: 3 bbl. Equipos de flotacion fueron probados correctamente

4.4.3. Cementación de liner de producción 7”.



INFORMACION DEL POZO	
Diametro Externo Liner (pulg):	7.000
Diametro Interno Liner (pulg):	6.276
Peso Liner (lb/pie):	26.0
Grado Liner:	N-80
Tipo Rosca Liner:	BTC
Capacidad Liner (pie cub/pie):	0.2148
Tamaño Hoyo Caliper (pulg):	8.600
Capacidad Anular (pie cu/pie):	0.1361
Desviación Máxima (°):	0.22
Gradiente térmico	1.35

EQUIPO DE FLOTACION Y ACCESORIOS	
Description	Qty.
7" Zapato Flotador (Liner Co.)	1
7" Collar Flotador (Liner Co.)	1
7" Wiper Plug (Liner Co.)	1
Kit Suelda Liquida	1
7" Centralizadores SR 7" x 8.5"	19
7" Stop Ring	19

PREFLUJOS Y ESPACIADORES		
40 bbls	Mud-Clean Acid	8.3 lb/gal
20 bbls	MCS-W Spacer	11.5 lb/gal
15 bbls	Agua Tratada	8.3 lb/gal
20 bbls	Sure Bond	9.0 lb/gal
15 bbls	Agua Tratada	8.3 lb/gal

LECHADAS DE CEMENTO	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top
	Remov.	Lead	Tail				Job
Cemento Clase:	G	G	G				
MPA-3	20%	20%	20%				
BA-10A	0.80%	0.80%	0.80%				
CD-33	0.50%	0.50%	0.50%				
FL-54	0.15%	0.15%	0.15%				
R-21L	2.5 ghs	2.5 ghs	1.5 ghs				
EC-1	1.50%	1.50%	1.50%				
US-40							
FP-6L	2 ghs	2 ghs	2 ghs				
MD Tope (pies):		8745	9008				
MD Fondo (pies):		9008	10432				
TVD Fondo (pies):		9493	10140				
Exceso en Hueco Abierto:	0%	0%	10%				
Cemento Requerido (sks):	38	44	163				
Tamaño Sackos (lbs):	94	94	94				
Volumen Lechada (cu ft):	84	63	223				
Volumen Lechada (bbls):	15	11	40				

PROPIEDADES ESTIMADAS DE LECHADA	Primera Etapa			Segunda Etapa			Top
	Remov.	Lead	Tail				Job
Densidad (lb/gal):	13.00	15.6	15.6				
Rendimiento (cu ft/sk):	2.24	1.44	1.44				
Req.Total Agua (gal/sk):	12.26	6.26	6.26				
Req. Agua (gal/sk):	12.22	6.22	6.23				
BHST @ Fondo (°F):	199	199	217				
BHCT (°F):	166	166	166				
Thickening Time (hr:min):	+ 8:00	7:00	3:00				
Fluid Loss (mL/30min):		24	24				
Free Water (%):		0	0				
C. Strength (psi (hrs)):							
Resist. Comp. (psi/24 hrs)			3500				

DATOS DEL LODO	
Densidad (lb/gal):	10.40
PV (cp):	16.0
YP (lb/100sqft):	21.0
Tipo de Lodo:	PER-FLEX DRILL IN

DESPLAZAMIENTO
216 bbls

PRODUCTOS UTILIZADOS					
Cemento Clase "G"	245 SX	EC-1	345 lbs	MCS-A	30 gal
MPA-3	4606 lbs	US-40	0 lbs	GW-22 Geliant	37 lbs
BA-10A	184 lbs	FP-6L	6 lbs	CaCO3 (RIG)	0 lbs
CD-33	115 lbs	Clay Treat 3C	6 gal	A-3L	275 gal
FL-54	35 lbs			MUD CLEAN	1680 gal
R-21L	6 gal	HCl 33%	165 gal	PARAVAN-25	55 gal

Figura. - 22. Cementación de liner de producción 7¨.(Petroecuador,2023)

Se utilizaron 25 centralizadores Halliburton (Centek) por requerimientos de Rio Napo. Durante toda la operación se observaron retornos normales en zarandas. Se bombean volumenes programados de preflujos, espaciadores y lechadas. Retornaron a superficie: Colchones lavadores y no se ve presencia de cemento. (Retornan también lutita). No se observa enganche del dardo. Se desplaza volumen teórico 214.5 bbl de volumen total (Conteo Físico por tanques). Presión final de desplazamiento 2900 psi a 0. 5 bpm. Asentamiento de tapón con 3400 psi. Back flow 2,0bbl. Comportamiento de presiones anormales durante el desplazamiento (presión variable). Se consideraron 3 bbl de lechada tail & lead por volumen muerto de bombas y líneas. Toda la operación fue monitoreada en la unidad de adquisición de datos de BHI PUMPING.

- ***Prueba de líneas***

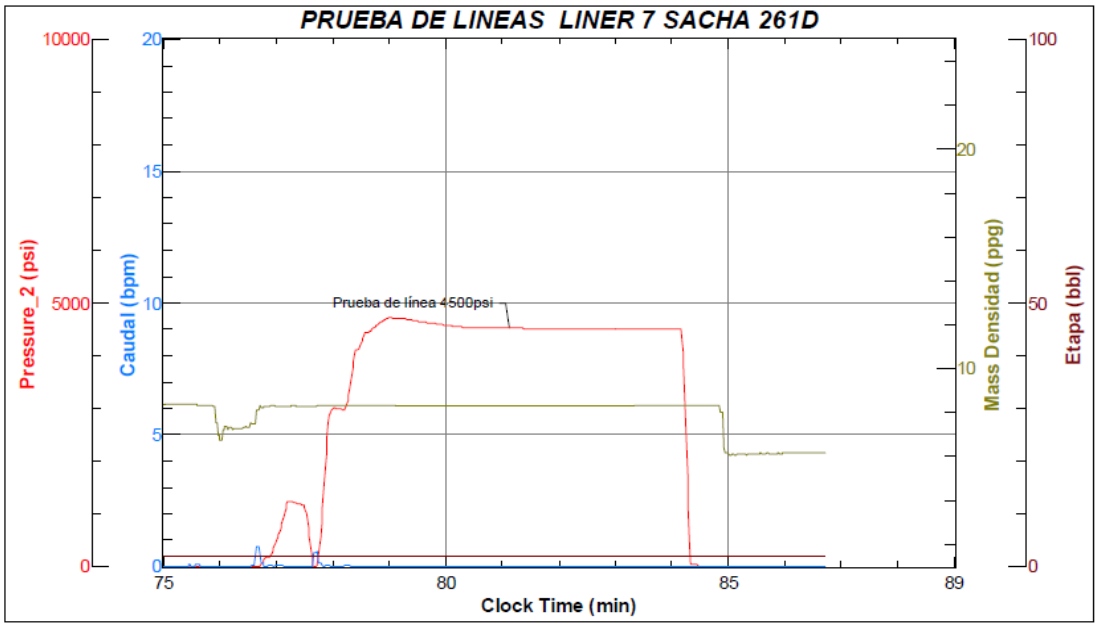


Figura. - 23. Prueba de líneas(Petroecuador,2023)

- ***Bombeo de colchones y lechadas***

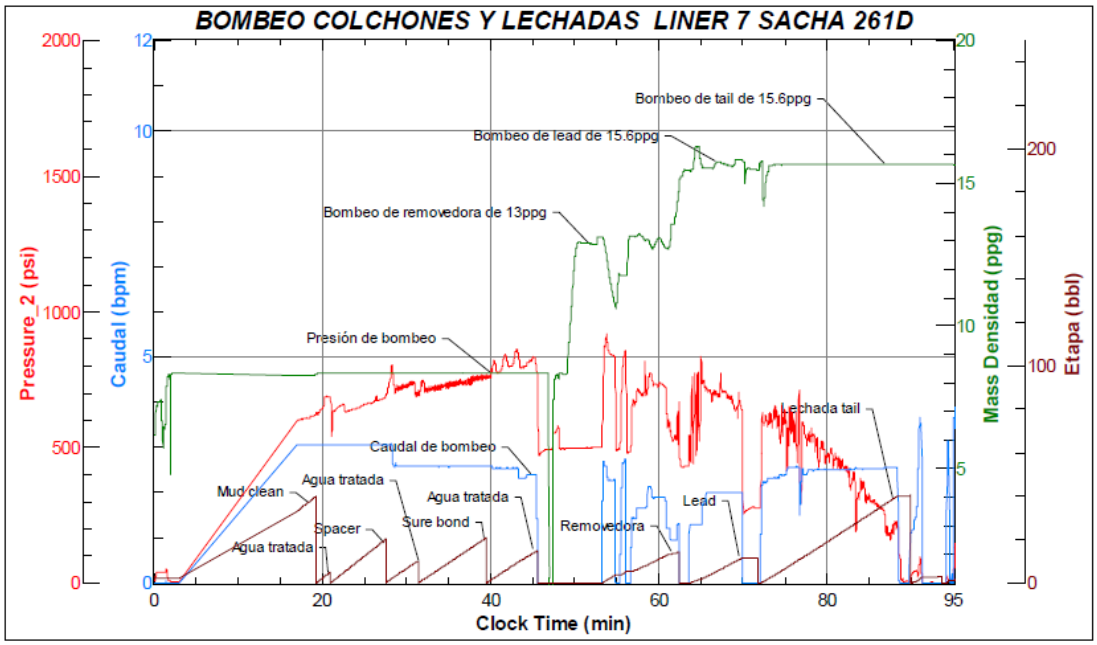


Figura. - 24. Bombeo de colchones y lechadas (Petroecuador,2023)

- ***Desplazamiento***

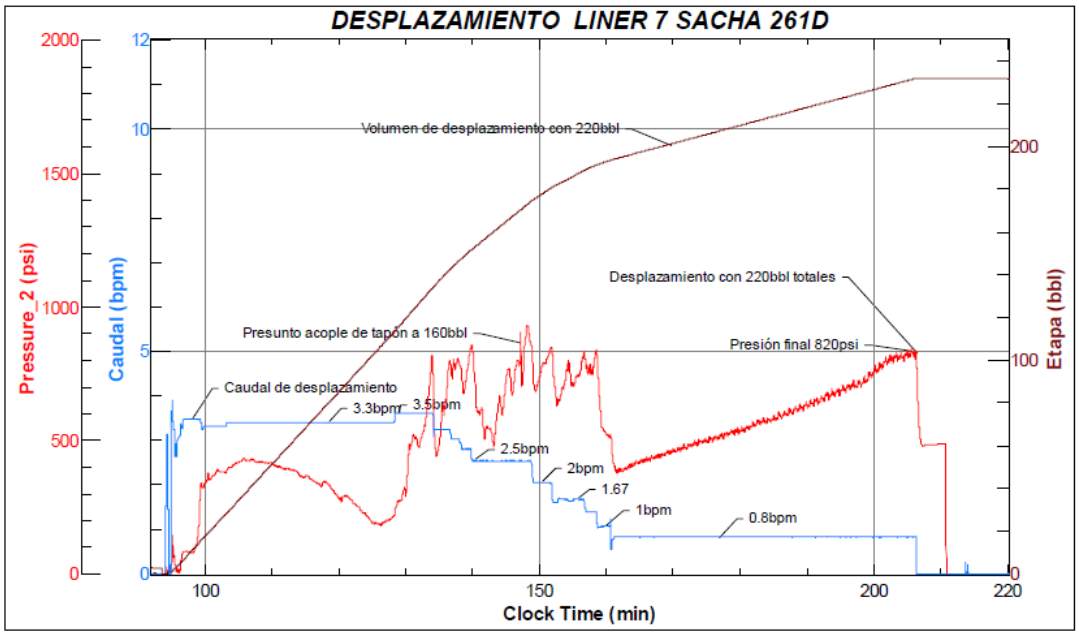


Figura. - 25. Gráfico de desplazamiento (Petroecuador,2023)

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- En la sección 16” Durante el trabajo de perforación se adicionó Bicarbonato de sodio para control del ioncalcio, SAPP como dispersante, Soda Ash para combatir contaminación por Anhidrita, New Drill como encapsulador de arcillas, Desco CF como dispersante para mantener la viscosidad del fluido, Terrarate como surfactante para evitar el embolamiento de la broca y como mejorador de ROP, adicionó Pac R y Pac LV para control del filtrado a partir de los 3991 pies, Chemtrol X como agente dispersante y como controlador de filtrado y All Temp como dispersante.

- En la sección 12 ¼ “ Para prevenir el embolamiento de la broca se realizó el bombeó de píldoras dispersas con Terrarate, Pronto plug M, Pronto plug F y Carbonato de Calcio, este tipo de píldoras es bombeado con la tubería en fondo con el máximo galonaje y el máximo número de vueltas permitido, al salir de la broca el Pronto plug y el Carbonato de calcio ayudan a desprender la arcilla que podría estarse acumulando en la broca y el Terrarate crea un recubrimiento en la broca para evitar que la arcilla vuelva a adherirse a la broca.

- Sección 8 ½ ¨ se bombeó píldoras viscosas pesada y píldoras viscosas pesadas con Sulfatrol de 30 bls cada parada que mejoraban el trabajo de limpieza y estabilización de las paredes del hoyo. Antes de los viajes de control a la zapata o a superficie se bombeó píldoras viscosas pesadas con Sulfatrol de 40 bls y circuló hasta observar retornos limpios en zaranda.

- El desplazamiento se realizará con lodo y bombas del Rig. El Volumen de cemento fue estimado con un de hoyo 16,3" + 5% de exceso para el LEAD y 15% de exceso para el TAIL. La centralización se realiza 1000ft desde el fondo cada 80ft y un centralizador después de salir del Zapato de 20". Total 15 centralizadores. Los parámetros propuestos en cuanto a volumen, presión y densidad se cumplieron según lo programado. Toda la operación fue monitoreada en la unidad de adquisición de datos, el desplazamiento coincidió con la lectura del medidor de BJ.Datos de las bombas del RIG. Camisa 6 in; Recorrido 12 in; eficiencia 98%. (0,1029 bbl/stk)Se desplazó con 666 bls con una presión de llegada del tapón de 600 psi a 3bpm y presión de asentamiento 1100 psi. Durante toda la operación se observaron retornos normales en zarandas. Se bombearon los volúmenes programados. Se desplazo con 220 bls contados físicamente. Reversan 120 bls (110 bls colchoes y 10 bls de lechadas) aproximadamente Presión final de desplazamiento 820 psi. No se asentó tapón.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda mantener el set de mallas en las zarandas con que se perforó la fase anterior y una vez perforado el cemento, cambiar las mallas a 180 o 140 mesh, aunque puede vestirse las zarandas con mallas frontales 215 mesh y el resto puede ser 180 mesh, con esto se asegura retener la mayor cantidad posible de Carbonato del sistema. Es necesario permitir la suficiente circulación del lodo antes de realizar un viaje para asegurar la limpieza del hueco. Evitar el bombeo de píldoras dispersas en esta sección, ya que lavarían las zonas de interés creando un mayor diámetro e n estos intervalos por causar flujo turbulento en el espacio anular. Para la sección 8 ½ ¨.

- Considerar que cada vez que se hace un cambio al BHA direccional, principalmente en el diámetro de los estabilizadores, habrá puntos de apoyo cuando se corra en el hueco por tener una configuración ya predeterminada con el anterior BHA. Bombear píldoras dispersas con material de limpieza de broca (Carbonato de Calcio o Pronto Plug) más Surfactante para prevenir posible embolamientos, siempre que las condiciones hidráulicas de la broca no sean las

adecuadas por problemas de presión. Bombear estas píldoras antes de los viajes y previo reinicio de perforación para intentar limpiar la broca. Sección 12 ¼¨.

- Mantener la viscosidad de embudo menor a 30 sec/srq, evitando los aumentos de presión. Previo a la corrida del revestido de 20 plg, dejar en hoyo abierto 120 bls de píldora viscosa con 15 lpb de Milgel. Sugiere perforar la sección 16 pulg mínimo con 400 GPM y máximo con 850 GPM, hasta pasar la sección de posibles pérdidas [1200 pies]. Bombear píldoras de limpieza periódicamente y así evitar empaquetamientos en el anular. Descargar el bolsillo para evitar taponamientos del flow line. Al iniciar la sección de 16 pulg, realizar pre-tratamiento con SAPP o Soda Ash para control de arcilla gumbo.

- En caso de observar abundantes puntos apretados en un viaje de salida, considerar el volver a fondo y aumentar la densidad del lodo hasta controlar la inestabilidad, antes de volver a salir del agujero. Igualmente compensar ECD una vez estabilizado el hueco antes de salir.

- Se recomienda el uso de 380 gpm para la perforación del intervalo de 8 ½" e incrementar el mismo a 420 gpm una vez dentro de la formación Hollín. Se recomienda de nuevo esta práctica en caso de necesitar reparaciones del equipo en las que se requiera circular en un solo punto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alcoser, J., Cevallos, P., Rodriguez, M., & Malavé, K. (2010). Consideraciones y Actividades Operativas para Perforar y Revestir un Pozo Direccional Tipo ¨S¨. *CICYT*. https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16033/1/Consideraciones%20y%20Actividades%20Operativas%20para%20Perforar%20y%20Revestir%20un%20Pozo%20Direccional%20Tipo%20%E2%80%9CS%E2%80%9D.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

Bernardo, J., & Calderero, J. (2000). *Aprendo a investigar en educación* . https://seciss.facmed.unam.mx/wp-content/uploads/2022/12/12.pdf

Briones, J., & Lucín, J. (2022). *ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE.* [UPSE]. https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/8459/1/UPSE-TIP-2022-0018.pdf

Campos, I., Armas, D., Guevara, D., vargas, X., & Tapia, D. (2016). Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada utilizando nuevas tecnologías. *Repositorio de la Escuela Superior Politécnica del Litoral*. https://dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/14927/1/%E2%80%9CMetodolog%C3%ADa%20en%20Operaciones%20de%20Cementaci%C3%B3n%20Primaria%20y%20Forzada%20utilizando%20nuevas%20tecnolog%C3%ADas%E2%80%9D.pdf

Carlos, F., Guzmán, J., González, L., & Malave, K. (s. f.). Aplicación de cementación remedial para solucionar problemas de producción en pozos petroleros. *ESPOL*. Recuperado 28 de octubre de 2024, de https://dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/19720/1/resumen%20freddy%20carlos.pdf

Cisneros, L., & Pablo, G. (2006). *Modelo geológico para probar la interconexión de pozos en el campo Sacha: Uso de estratigrafía secuencial y reevaluación de radiotrazadores en los reservorios T y U* [Escuela Politécnica Nacional]. https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2442

Ep Petroecuador. (2023, octubre 22). *El Campo Sacha logra un nuevo hito histórico con 76.005 barriles de petróleo por día*. EP PETROECUADOR. https://www.eppetroecuador.ec/?p=19539

Gómez, J. (2020). *Tipos de fluidos de perforación.* Perforador 2.0. https://perforador20.wordpress.com/2017/11/14/tipos-de-fluidos-de-perforacion/

Gutiérrez. Lenin. (2013). Área Sacha. *Scribd*. https://es.scribd.com/doc/135612892/Campo-Sacha

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. (2020). *¿Qué es un pozo petrolero?* HocalPipeIndustries. https://hocalpipeindustries.home.blog/2020/07/22/que-es-un-pozo-petrolero/

Horta, G. (2017). *Equipos y accesorios de la cementación de pozos*. Slideshare. https://es.slideshare.net/slideshow/equipos-y-accesorios-de-la-cementacion-de-pozos/80105562

Lema, J. (2018). *Beneficios de la perforación direccional*. Dynadrill. https://www.dynadrill.com.ec/beneficios-de-la-perforacion-direccional/

Ortega, C. (2020). *Investigación analítica: Qué es, importancia y ejemplos*. QuestionPro. https://www.questionpro.com/blog/es/investigacion-analitica/

Perfoblogger. (2020). *Cementaciones*. Tecnm.

Quiñonez, C. (2023). *Campo Sacha Bloque 60*. https://es.scribd.com/presentation/630297812/Campo-Sacha

Rivadeneira, M., & Baby, P. (1998). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción*.

Romero, J., & Gómez, F. (2010). *ESTUDIO DE LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS "U" Y "T" DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO SACHA* [Escuela Politécnica Nacional]. https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1973/1/CD-2831.pdf

Safety Culture. (2024). *Cómo la perforación direccional puede ser la próxima gran cosa en proyectos de infraestructura*. SafetyCulture. https://safetyculture.com/es/temas/perforacion-direccional/

Salazar, F., Simbaña, B., & Vallejo, K. (2023). *Campos petroleros Sacha y Santa Elena*. Slideshare. https://es.slideshare.net/slideshow/sachapdf/259329558

Schlumberger. (s. f.). *Fluido de Perforacíon*. Energy Glossary.

Tellez Ruíz, K. (2016). *Perforación direccional*. Slideshare. https://es.slideshare.net/slideshow/perforacin-direccional-63797216/63797216

Vera, M., & Pichina, R. (2024). *EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LAS OPERACIONES REALIZADAS DURANTE EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL EN EL CAMPO PARAHUACU DEL ORIENTE ECUATORIANO* [UPSE]. https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/10796/1/UPSE-TIP-2024-0014.pdf

Vilca, W. (2019). *APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL*. ACADEMIA. https://www.academia.edu/39715735/APLICACIONES_DE_LA_PERFORACI%C3%93N_DIRECCIONAL

ANEXOS

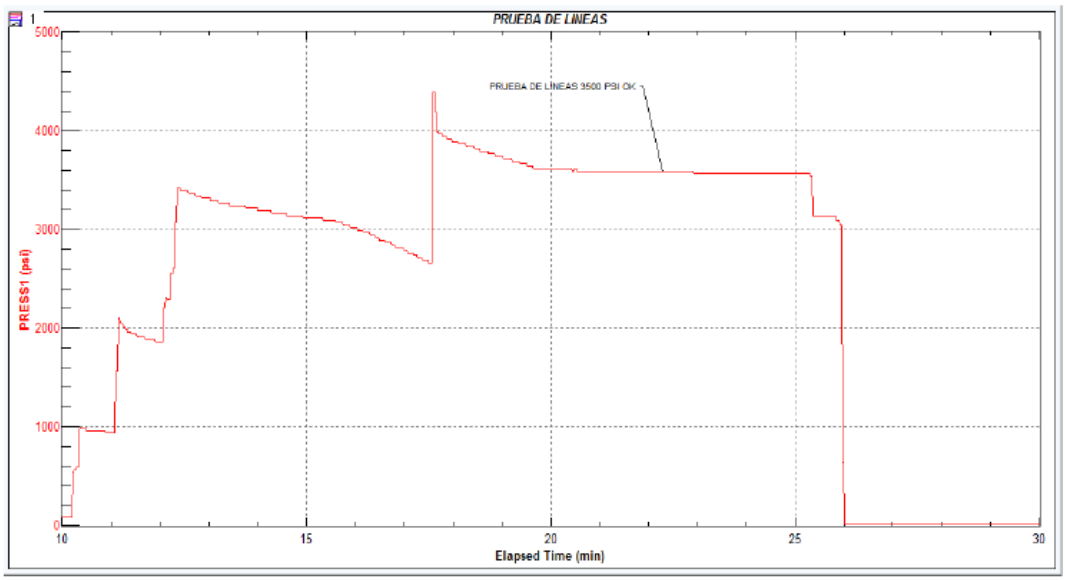


Figura. - 26. Prueba de líneas (Petroecuador,2023)

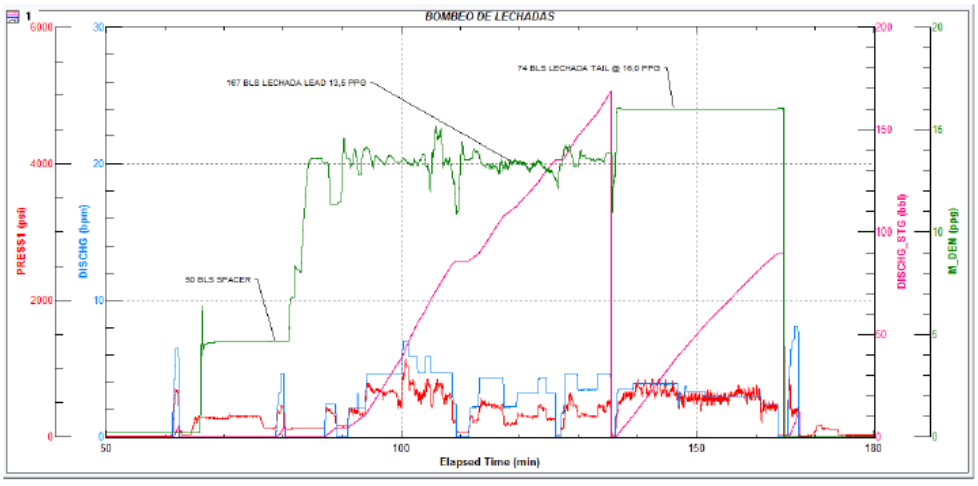


Figura. - 27. Bombeo de lechadas(Petroecuador,2023)

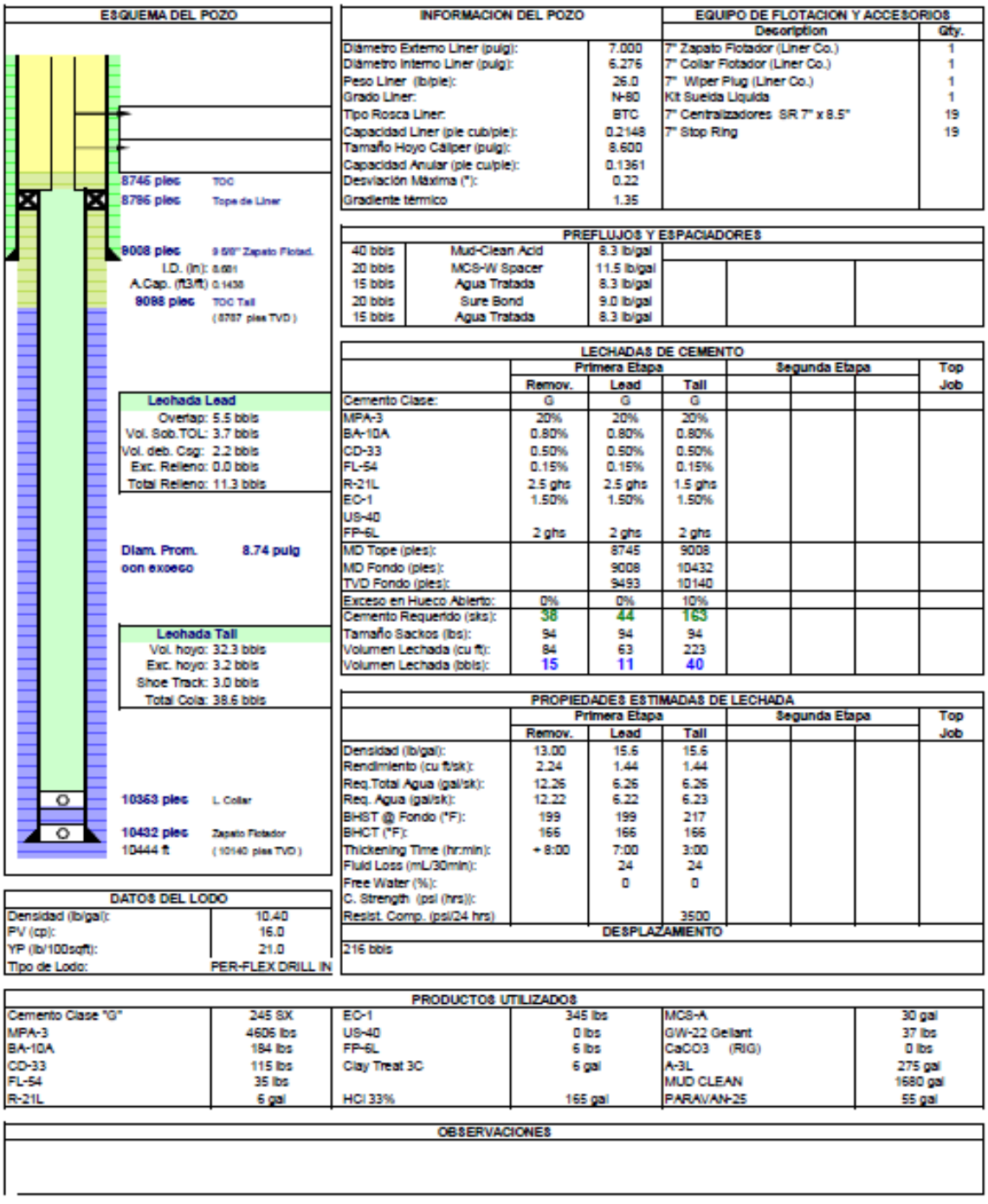


Figura. - 28. Esquema del pozo(Petroecuador,2023)

Análisis Formación U:

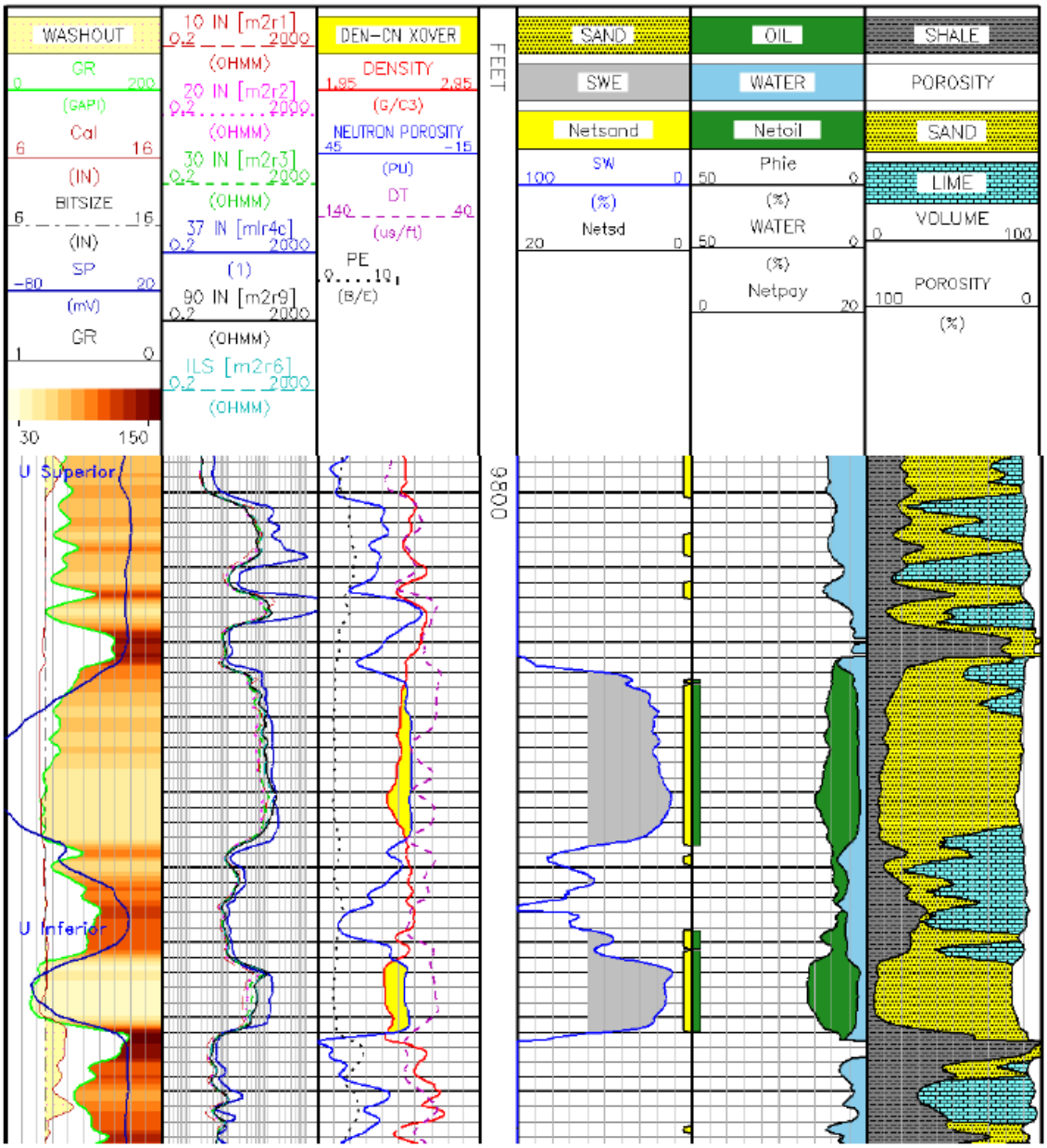


Figura. - 29. Análisis de la formación U(Petroecuador,2023)

Análisis Formación Hollin:

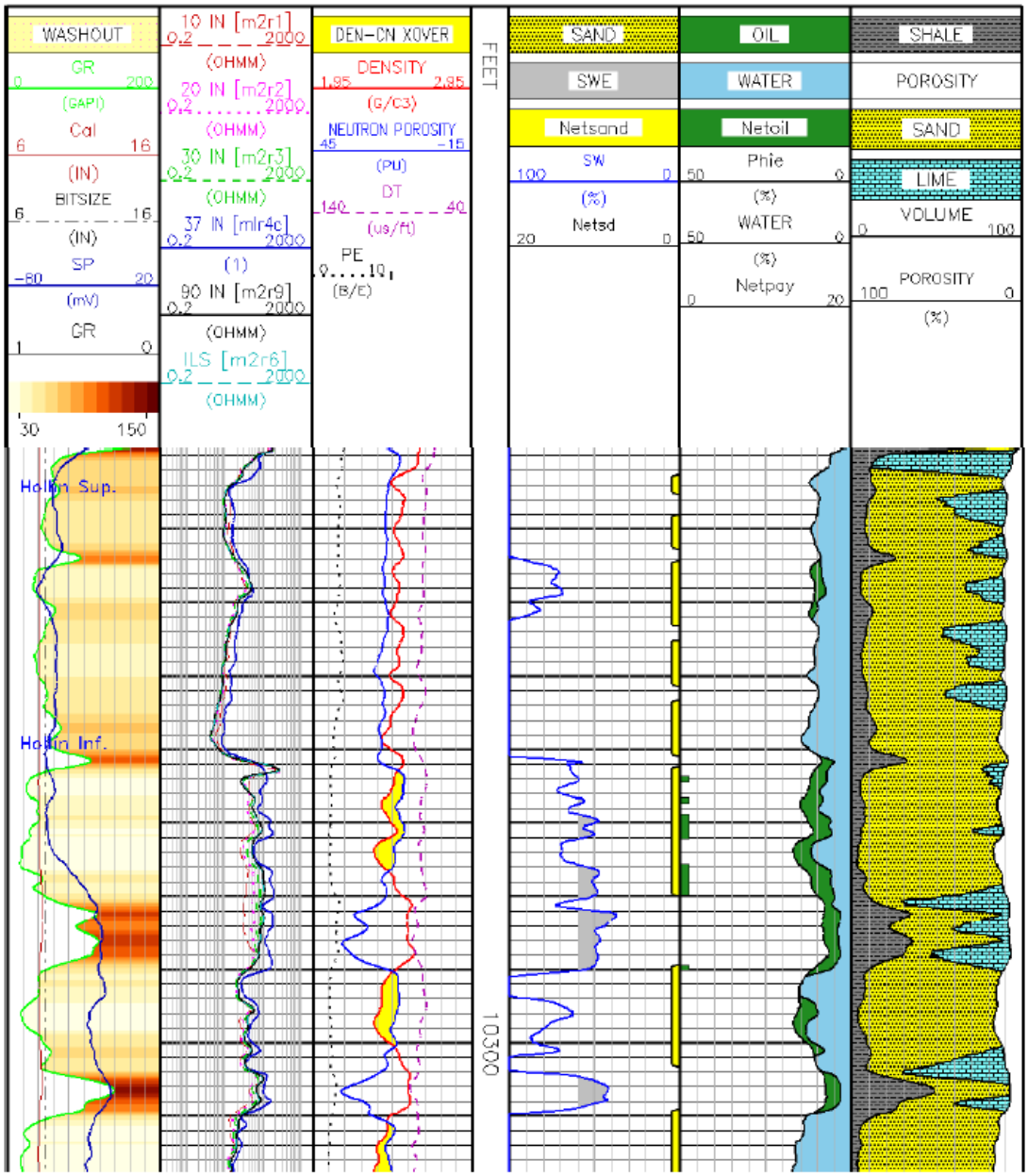


Figura. - 30. Análisis formación Hollín(Petroecuador,2023)

ADVANTAGE Hydraulics Spreadsheet Report
Including Cuttings Transport

Baker Hughes — Hughes Christensen

Case - 26.00 SACHA 261D @ 300' 4X18

Operator	RIO NAPO	**Facility**	SACHA 177
Well	SACHA 261D	**Field**	SACHA

General

Max Allw.SPP	3800 psi		
Surface Equipment	Type 4		
Bit Depth	300.00	**Bit TVD**	300.00 ft
Bit Nozzles in/32	4x18	**TFA**	0.9940 in^2
ROP	30.0 ft/hr	**RPM**	60 RPM

Drilling Fluid

Mud System	Water Based		
Mud Weight	9.00 ppg		
PV \ YP	7.00 cP \	10.00	lbf/100ft^2
Gel Strength, 10s\10min	5 \ 6		lbf/100ft^2
Rheological Model	Robertson-Stiff		

K: 0.629[#sec^n/100ft^2] **N:** 0.528[-] **sri:** 40.268[1/s]

Casing / Open Hole

Type	OD in	ID in	Bottom MD ft
Openhole		26	300.00

Volumes bbl

Annulus Volume	180.88	**Hole Volume**	197.01
String Displacement	13.61	**String Volume**	2.52

Drill String

Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft
HWDP	107.99	5	3		
Sub - X/O	3.58	8	2.880		
Drill collar	90.00	8	2 13/16		
Sub - X/O	3.58	8	2.880		
Drill collar	90.00	9	3		
Sub bit	3.50	9	2 13/16		
Bit - mill tooth - r ...	1.35	26			

Flowrate	**USgal/min**	**500**	**450**	**400**	**350**	**300**	**250**	**200**	**150**	**100**	**50**
Bit Hydraulics											
SPP	psi	385	413	368	328	292	262	236	216	200	191
Surface HP	HP	112.3	108.2	85.8	66.9	51.1	38.2	27.5	18.9	11.7	5.6
Bit Pressure Drop	psi	182	147	116	89	65	45	29	16	7	2
%SPP	%	47.20	35.70	31.64	27.19	22.39	17.36	12.31	7.59	3.64	0.95
Jet Velocity	ft/sec	161.4	145.2	129.1	113.0	96.8	80.7	64.6	48.4	32.3	16.1
Impact Force	lbf/in^2	0.7	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0
HSI	HP/in^2	0.10	0.07	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
TFA For Max SPP	in^2	0.2235	0.2029	0.1800	0.1572	0.1346	0.1120	0.0895	0.0670	0.0446	0.0223
Bit Pressure Drop	psi	3597	3535	3549	3561	3573	3584	3593	3601	3607	3611
Jet Velocity	ft/sec	717.6	711.4	712.8	714.1	715.3	716.3	717.3	718.1	718.7	719.1
Impact Force	lbf/in^2	3.2	2.8	2.5	2.2	1.9	1.6	1.3	0.9	0.6	0.3
HSI	HP/in^2	2.00	1.77	1.58	1.39	1.19	1.00	0.80	0.60	0.40	0.20
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	26	21	17	14	10	7	5	3	1	0
HWDP/CSDP	psi	22	19	16	13	10	8	5	3	2	1
DC/CT	psi	43	37	31	25	20	15	10	7	4	2
Additional Tools	psi	3	2	2	2	1	1	1	0	0	0
Annulus	psi	109	186	186	186	186	186	186	186	186	186
ECD - CSG Shoe	ppg	16.02	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92
ECD - Bottomhole	ppg	16.02	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92	20.92

Annular Velocities ft/min Flow Regime

Hole ID in	String OD in									
26	5	18.82 L	16.94 L	15.06 L	13.18 L	11.29 L	9.41 L	7.53 L	5.65 L	3.76 L	3.76 L
26	9	20.60 L	18.54 L	16.48 L	14.42 L	12.36 L	10.30 L	8.24 L	6.18 L	4.12 L	4.12 L

Fluid Circulation Times

Surface to Bit	hr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bottom Up	hr	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	1.3	2.5

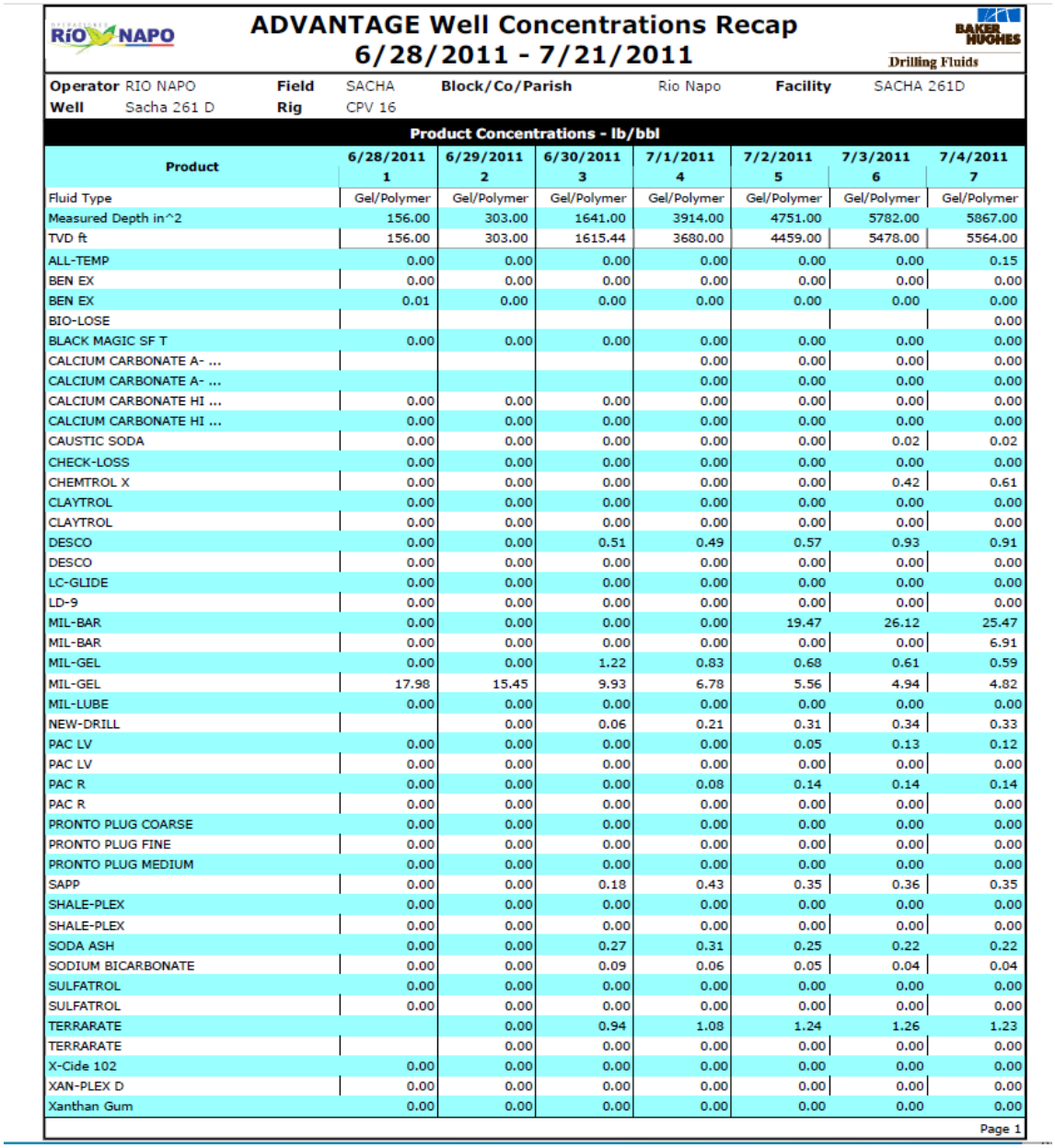
Page 1

Comment PRIMERA SECCION 26"

Date 6/25/2011 9:53:59 PM
Prepared by advuser

Any opinion and/or recommendation, expressed orally or written herein, has been prepared carefully and may be used if the user so elects, however, no representative or warranty is made by ourselves or our agents as to the correctness or completeness, and no liability is assumed for any damages resulting from the use of same.

Figura. - 31. Reporte Hidráulico(Baker hughes,2011)



RIO NAPO

ADVANTAGE Well Concentrations Recap
6/28/2011 - 7/21/2011

BAKER HUGHES
Drilling Fluids

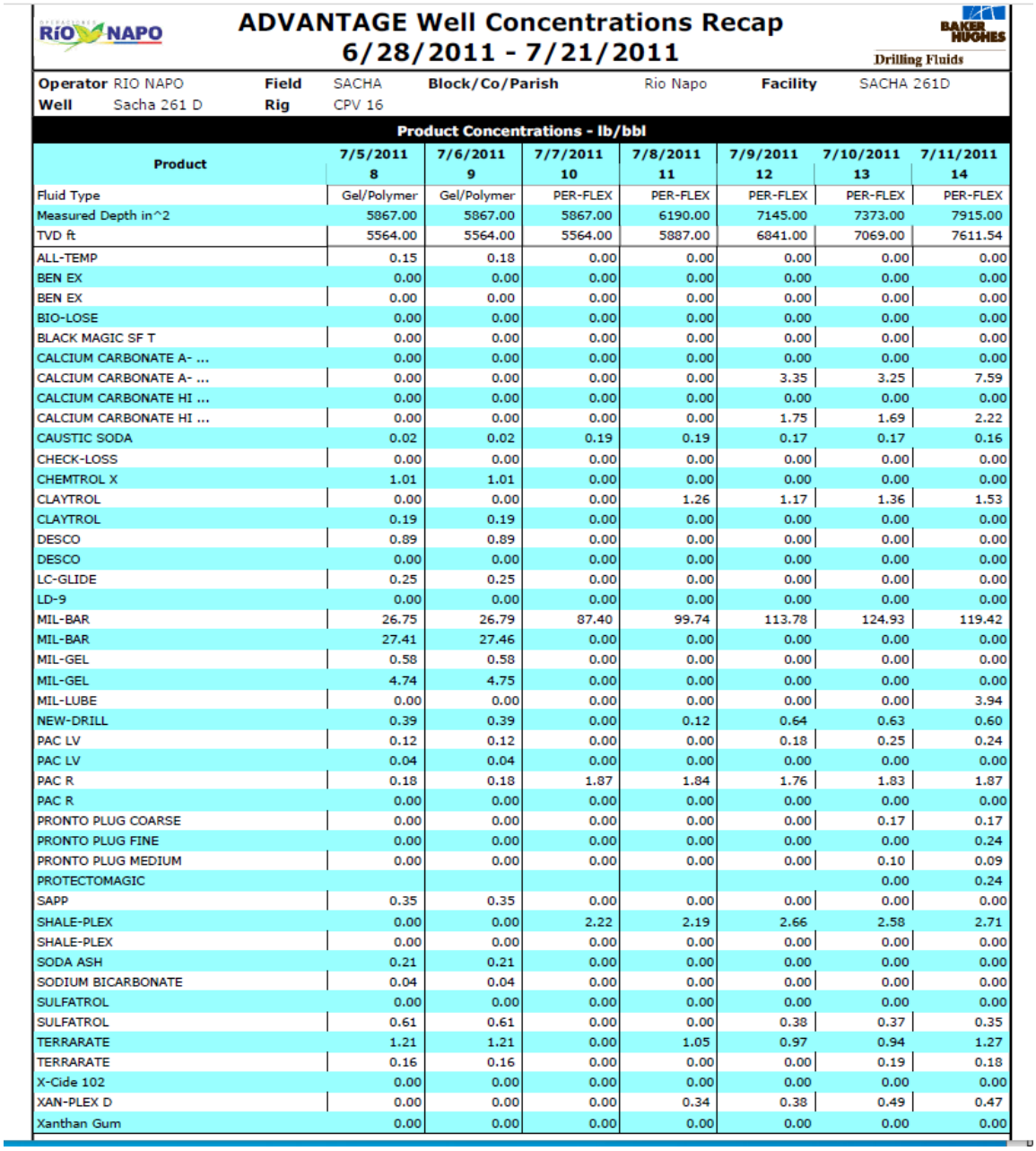
Operator RIO NAPO **Field** SACHA **Block/Co/Parish** Rio Napo **Facility** SACHA 261D
Well Sacha 261 D **Rig** CPV 16

Product Concentrations - lb/bbl

Product	6/28/2011 1	6/29/2011 2	6/30/2011 3	7/1/2011 4	7/2/2011 5	7/3/2011 6	7/4/2011 7
Fluid Type	Gel/Polymer	Gel/Polymer	Gel/Polymer	Gel/Polymer	Gel/Polymer	Gel/Polymer	Gel/Polymer
Measured Depth in^2	156.00	303.00	1641.00	3914.00	4751.00	5782.00	5867.00
TVD ft	156.00	303.00	1615.44	3680.00	4459.00	5478.00	5564.00
ALL-TEMP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15
BEN EX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BEN EX	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BIO-LOSE							0.00
BLACK MAGIC SF T	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE A- ...				0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE A- ...				0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE HI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE HI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAUSTIC SODA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02
CHECK-LOSS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHEMTROL X	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.61
CLAYTROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CLAYTROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DESCO	0.00	0.00	0.51	0.49	0.57	0.93	0.91
DESCO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LC-GLIDE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LD-9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-BAR	0.00	0.00	0.00	0.00	19.47	26.12	25.47
MIL-BAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.91
MIL-GEL	0.00	0.00	1.22	0.83	0.68	0.61	0.59
MIL-GEL	17.98	15.45	9.93	6.78	5.56	4.94	4.82
MIL-LUBE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NEW-DRILL		0.00	0.06	0.21	0.31	0.34	0.33
PAC LV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.13	0.12
PAC LV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PAC R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.14	0.14	0.14
PAC R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG COARSE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG FINE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG MEDIUM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAPP	0.00	0.00	0.18	0.43	0.35	0.36	0.35
SHALE-PLEX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHALE-PLEX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SODA ASH	0.00	0.00	0.27	0.31	0.25	0.22	0.22
SODIUM BICARBONATE	0.00	0.00	0.09	0.06	0.05	0.04	0.04
SULFATROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SULFATROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TERRARATE		0.00	0.94	1.08	1.24	1.26	1.23
TERRARATE		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
X-Cide 102	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
XAN-PLEX D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Xanthan Gum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Page 1

Figura. - 32. Concentraciones de lodos en el pozo(Baker hughes,2011)



ADVANTAGE Well Concentrations Recap
6/28/2011 - 7/21/2011

RIO NAPO — BAKER HUGHES Drilling Fluids

Operator RIO NAPO **Field** SACHA **Block/Co/Parish** Rio Napo **Facility** SACHA 261D
Well Sacha 261 D **Rig** CPV 16

Product Concentrations - lb/bbl

Product	7/5/2011 8	7/6/2011 9	7/7/2011 10	7/8/2011 11	7/9/2011 12	7/10/2011 13	7/11/2011 14
Fluid Type	Gel/Polymer	Gel/Polymer	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX
Measured Depth in^2	5867.00	5867.00	5867.00	6190.00	7145.00	7373.00	7915.00
TVD ft	5564.00	5564.00	5564.00	5887.00	6841.00	7069.00	7611.54
ALL-TEMP	0.15	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BEN EX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BEN EX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BIO-LOSE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BLACK MAGIC SF T	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE A- ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE A- ...	0.00	0.00	0.00	0.00	3.35	3.25	7.59
CALCIUM CARBONATE HI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE HI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	1.75	1.69	2.22
CAUSTIC SODA	0.02	0.02	0.19	0.19	0.17	0.17	0.16
CHECK-LOSS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHEMTROL X	1.01	1.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CLAYTROL	0.00	0.00	0.00	1.26	1.17	1.36	1.53
CLAYTROL	0.19	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DESCO	0.89	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DESCO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LC-GLIDE	0.25	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LD-9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-BAR	26.75	26.79	87.40	99.74	113.78	124.93	119.42
MIL-BAR	27.41	27.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-GEL	0.58	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-GEL	4.74	4.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-LUBE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.94
NEW-DRILL	0.39	0.39	0.00	0.12	0.64	0.63	0.60
PAC LV	0.12	0.12	0.00	0.00	0.18	0.25	0.24
PAC LV	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PAC R	0.18	0.18	1.87	1.84	1.76	1.83	1.87
PAC R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG COARSE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17
PRONTO PLUG FINE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
PRONTO PLUG MEDIUM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.09
PROTECTOMAGIC						0.00	0.24
SAPP	0.35	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHALE-PLEX	0.00	0.00	2.22	2.19	2.66	2.58	2.71
SHALE-PLEX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SODA ASH	0.21	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SODIUM BICARBONATE	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SULFATROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SULFATROL	0.61	0.61	0.00	0.00	0.38	0.37	0.35
TERRARATE	1.21	1.21	0.00	1.05	0.97	0.94	1.27
TERRARATE	0.16	0.16	0.00	0.00	0.00	0.19	0.18
X-Cide 102	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
XAN-PLEX D	0.00	0.00	0.00	0.34	0.38	0.49	0.47
Xanthan Gum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura. -33. Concentraciones de lodos en el pozo(Baker hughes,2011)

ADVANTAGE Well Concentrations Recap
6/28/2011 - 7/21/2011

RIO NAPO — BAKER HUGHES Drilling Fluids

Operator RIO NAPO **Field** SACHA **Block/Co/Parish** Rio Napo **Facility** SACHA 261D
Well Sacha 261 D **Rig** CPV 16

Product Concentrations - lb/bbl

Product	7/12/2011 15	7/13/2011 16	7/14/2011 17	7/15/2011 18	7/16/2011 19	7/17/2011 20	7/18/2011 21
Fluid Type	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX
Measured Depth in^2	8655.00	8850.00	9009.00	9009.00	9009.00	9807.00	10444.00
TVD ft	8609.00	8546.00	8706.00	8706.00	8705.00	9504.00	10140.00
ALL-TEMP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BEN EX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BEN EX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BIO-LOSE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08
BLACK MAGIC SF T	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE A- ...	0.00	0.00	0.00	0.00	40.17	49.62	53.29
CALCIUM CARBONATE A- ...	7.24	7.05	6.83	6.82	0.00	0.00	13.39
CALCIUM CARBONATE HI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	36.31	47.39	49.82
CALCIUM CARBONATE HI ...	2.11	2.06	2.00	1.99	0.00	0.00	10.12
CAUSTIC SODA	0.15	0.15	0.17	0.17	0.09	0.09	0.08
CHECK-LOSS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHEMTROL X	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00
CLAYTROL	1.67	1.62	1.98	1.98	1.02	0.98	0.94
CLAYTROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DESCO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DESCO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LC-GLIDE	0.00	0.00	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00
LD-9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.12
MIL-BAR	123.50	127.80	147.89	147.58	0.00	0.00	0.00
MIL-BAR	0.00	0.00	3.69	6.75	0.00	0.00	0.00
MIL-GEL	0.05	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00
MIL-GEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-LUBE	3.76	3.66	3.55	3.54	0.00	3.06	3.32
NEW-DRILL	0.74	0.82	0.80	0.80	0.00	0.00	0.00
PAC LV	0.27	0.26	0.32	0.32	0.88	1.51	1.46
PAC LV	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00
PAC R	1.83	1.78	1.84	1.83	0.22	0.21	0.20
PAC R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG COARSE	0.16	0.15	0.15	0.15	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG FINE	0.23	0.22	0.22	0.21	0.00	0.00	0.00
PRONTO PLUG MEDIUM	0.09	0.09	0.08	0.08	0.00	0.00	0.00
PROTECTOMAGIC	0.23	0.22	0.59	0.59	0.00	0.00	0.00
SAPP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHALE-PLEX	2.58	2.51	2.74	2.74	0.74	1.54	1.49
SHALE-PLEX	0.00	0.00	0.22	0.22	0.00	0.00	0.16
SODA ASH	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SODIUM BICARBONATE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SULFATROL	0.00	0.00	0.33	0.33	0.00	0.83	1.62
SULFATROL	0.34	0.33	0.43	0.43	0.00	0.00	0.24
TERRARATE	1.39	1.53	1.48	1.48	0.00	0.00	0.00
TERRARATE	0.17	0.17	0.16	0.16	0.00	0.00	0.00
X-Cide 102	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
XAN-PLEX D	0.47	0.46	0.56	0.56	0.19	0.41	0.48
Xanthan Gum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.09	0.09

Figura. -34. Concentraciones de lodos en el pozo(Baker hughes,2011)