



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

SISTEMA DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

**“EVALUACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE FLUIDOS
DE PERFORACIÓN APLICADOS EN LA PERFORACIÓN DEL
POZO SECOYA 43D PARA OPTIMIZAR LOS TIEMPOS DE
PERFORACIÓN EN EL CAMPO SECOYA”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO DE
PETRÓLEOS**

ALFREDO FERNANDO CEDEÑO GONZALEZ

DIRECTOR: ING. PATRICIO JARAMILLO. MSc

QUITO, ENERO, 2013

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2013
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **ALFREDO FERNANDO CEDEÑO GONZÁLEZ**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Alfredo Fernando Cedeño González

C.I. 0801801390 – 0

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Evaluación de los diferentes sistemas de fluidos de perforación aplicados en la perforación del pozo Secoya 43D para optimizar los tiempos de perforación en el campo Secoya**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo de Petróleos** fue desarrollado por **Alfredo Fernando Cedeño González**, bajo mi dirección y supervisión, en el Sistema de Educación a distancia; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Patricio Jaramillo C, MSC

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 170127931 – 5

AGRADECIMIENTO

A mis padres, quienes me dieron la vida y desde el cielo me han dado las fuerzas cuando me faltaron. Me iluminaron el camino cuando todo era tinieblas.

Un sincero agradecimiento a Diana, por el apoyo en el inicio de esta carrera, a mis hermanos por su comprensión.

A todos los profesores por haber compartidos sus conocimientos.

Un agradecimiento muy especial a mi compañera Mayra Bifarini y el departamento de ingeniería de EPpetroecuador por brindarme la información necesaria para realizar este proyecto de tesis.

A mi director, el Ing. Patricio Jaramillo, por toda la paciencia y tiempo que invirtió en para la realización y culminación de este proyecto.

Finalmente, agradezco a todas las personas que me apoyaros y las que no, de igual manera gracias.

DEDICATORIA

Este proyecto, se lo dedico a Dios por haberme dado salud y fortaleza para culminar mi carrera profesional.

A mis padres Euclides y Luz, por haberme dado la vida aunque no estuvieron con migo pero sé que lo hubieran dado todo para que lograra esta meta.

A mis hermanos, Jaime, Sally y Enrique por los consejos que supieron darme.

También se lo dedico a mi Jazmín y a todos mis compañeros de carrera, especialmente a Roberto y Patricio.

Fernando

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	ix
ABSTRACT	xi
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	2
1.3. OBJETIVO GENERAL	3
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.5 HIPÓTESIS	4
1.6. METODOLOGÍA	5
1.6.1. TIPO DE ESTUDIO	5
1.6.2. ANÁLISIS – SÍNTESIS.	5
1.6.3. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	5
1.6.4 FUENTES TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	6
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIBERADOR Y SECOYA.	7
2.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR.	7
2.1.2. ANTECEDENTES.	7
2.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO LIBERTADOR.	8
2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SECOYA.	8
2.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS.	9
2.3.1. ARENISCA “U” SUPERIOR	10
2.3.2. ARENISCA “U” MEDIA	10
2.3.3. ARENISCA “U” INFERIOR	10
2.3.4. ARENISCA BASAL TENA	10

2.3.5. ARENISCA “T” SUPERIOR	10
2.3.6. ARENISCA “T” INFERIOR	11
2.4. FORMACIÓN HOLLIN	11
2.4.1. HOLLIN INFERIOR:	11
2.4.2 HOLLIN SUPERIOR CALIZA C.	12
2.5. FORMACIÓN TIYUYACU	12
2.5.1. FORMACIÓN ORTEGUAZA.	13
2.6. DETERMINACIÓN DE TOPE Y BASE DEL POZO SECOYA 43D	13
2.7. PROPIEDADES PETROFÍSICAS (\emptyset, K, SW)	14
2.8. POROSIDAD:	15
2.9. PERMEABILIDAD.	17
2.10. SATURACIÓN DE FLUIDOS	18
2.11. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS.	19
2.11.1. TIPOS DE ARCILLAS	21
2.12. ESTABILIDAD DE LA LUTITA Y EL POZO.	31
3. METODOLOGÍA	40
3.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	40
3.1.1. FUNCIONES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	41
3.1.2. PRODUCTOS COMUNES QUE SE EMPLEAN EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	43
3.2. PROPIEDADES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.	47
3.2.1. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD.	47
3.2.2. VISCOSIDAD.	49
3.2.3. VISCOSIDAD PLÁSTICA, PUNTO CEDENTE Y GELES	49
3.2.4. FILTRADO.	52
3.2.5. CONTENIDO DE ARENA.	53

3.2.6. POTENCIAL-HIDRÓGENO (PH)	55
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
4.1. APLICACIÓN EN EL CAMPO	57
4.1.1. UBICACIÓN E INFORMACIÓN DEL POZO SEC-43D	57
4.1.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO SEC-43D.	58
4.2. SURVEYS FINALES.	63
4.2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN CADA UNA DE LAS SECCIONES DEL POZO.	70
4.2.2. OPERACIONES DE CORRIDA DE BROCA Y DATOS HIDRÁULICOS	78
4.3. SUMARIO DE OPERACIONES SECCIÓN DE 16 (IN)	93
4.3.1. COMENTARIOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	94
4.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN CADA UNA DE LAS SECCIONES DEL POZO SECOYA 43D.	115
4.3.3. SISTEMAS CON BASE DE AGUA SALADA.	118
4.3.4. PRINCIPALES COMPONENTES DE LODOS BASE AGUA.	119
4.4 CONFORMACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDO MAXDRILL – G	122
4.4.1 FLUIDO MAXDRILL.	122
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	128
5.1. CONCLUSIONES	128
5.1.1 HOYO 16 (IN) (255 FT- 5537 FT), CASING 13 3/8 (IN)	128
5.1.2 HOYO 12 ¼ (IN) (5297 FT – 7878 FT) CASING 9 5/8 (IN)	129
5.1.3 HOYO PILOTO 8 ½ (IN), LINER 7 (IN) (7658 FT – 10408 FT)	130
5.2 RECOMENDACIONES	131
GLOSARIO	132
BIBLIOGRAFÍA	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Columna estratigráfica. Cuenca Oriente	9
Figura 2.2. Porosidad de la roca	15
Figura 2.3. Porosidad y permeabilidades, características de la roca en yacimientos comerciales	16
Figura 2.4. Definición de la ley de Darcy	17
Figura 2.5. Arcilla de tres capas	20
Figura 2.6. Arcilla eléctricamente neutra	21
Figura 2.7. Compactación de la estructura de arcilla	22
Figura 2.8. Estructuras de las arcillas	23
Figura 2.9. Tetraedro de silicio	25
Figura 2.10. Octaedro	26
Figura 2.11. Recortes de lutita	32
Figura 2.12. Fracturamiento Hidráulico	34
Figura 2.13. Esfuerzo y corte	35
Figura 2.14. Inestabilidad del hoyo	36
Figura 2.15. Orientación de los esfuerzos	38
Figura 3.1. Balanza de lodos convencional	48
Figura 3.2. Embudo March	49
Figura 3.3 Modelo de laboratorio del medidor de V.G	50
Figura 3.4. Ejemplo de filtro de presas	53
Figura 3.5. Juego para determinación del contenido de arena	54

Figura 3.6. Palillos indicadores de PH	55
Figura 3.7. Orión o medidor de PH adecuado	56
Figura 4.1. Ubicación del campo libertador	57
Figura 4.2 Diseño mecánico del pozo.	60
Figura 4.3. Curva de densidades para el pozo SEC-43D	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla. 2.1. Topes y bases de las formaciones del pozo SEC-43D	14
Tabla. 2.2. Rango para minerales, de arcilla pura	30
Tabla. 3.1. Programa de lodos SEC-43D	41
Tabla. 3.2. Materiales dencificantes	43
Tabla. 3.3. Viscocificantes más	44
Tabla. 4.1. Surveys del pozo SEC-43D	63
Tabla. 4.2. Surveys del pozo SEC-43D	65
Tabla. 4.3. Surveys del pozo SEC-43D	67
Tabla. 4.4. Datos de las secciones del pozo Secoya-43D	70
Tabla. 4.5. BHA. Sección de 26	71
Tabla. 4.6. BHA. Sección superficial	72
Tabla. 4.7. BHA. Sección intermedia	74
Tabla. 4.8. BHA. Sección intermedia	76
Tabla. 4.9. BHA. Sección de producción	77
Tabla. 4.10. Datos de broca	79

Tabla. 4.11. Datos de corrida	79
Tabla. 4.12. Datos hidráulicos	80
Tabla. 4.13. Datos de geológicos	80
Tabla. 4.14. Datos brocas	81
Tabla. 4.15. Datos de corrida	82
Tabla. 4.16. Datos de hidráulicos	82
Tabla. 4.17. Datos geológicos	83
Tabla. 4.18. Datos del conglomerado	84
Tabla. 4.19. Datos brocas	85
Tabla. 4.20. Datos de corrida	85
Tabla. 4.21. Datos hidráulicos	86
Tabla. 4.22. Datos geológicos	86
Tabla. 4.23. Datos brocas	87
Tabla. 4.24. Datos corrida	88
Tabla. 4.25. Datos hidráulicos	88
Tabla. 4.26. Datos geológicos	88
Tabla. 4.27. Datos brocas	90
Tabla. 4.28. Datos corrida	90
Tabla. 4.29. Datos hidráulicos	91
Tabla. 4.30. Datos geológicos	91
Tabla. 4.31. Datos brocas	92
Tabla. 4.32. Datos corrida	92
Tabla. 4.33. Datos hidráulicos	93

Tabla. 4.34. Datos geológicos	93
Tabla. 4.35. Propiedades de los lodos de perforación, sección de 16	95
Tabla. 4.36. Costos de fluidos de perforación en superficie	97
Tabla. 4.37. Funciones de los productos utilizados en la sección de 16"	99
Tabla. 4.38. Propiedades de los productos de la sección intermedia	100
Tabla. 4.39. Costo fluido de perforación en intervalo intermedio	102
Tabla. 4.40. Funciones de los productos utilizados en la sección 12 ¼".	105
Tabla. 4.41. Propiedades del lodo sección de producción	107
Tabla. 4.42. Costo fluido de perforación intervalo de producción	108
Tabla. 4.43. Funciones de los productos utilizados en la sección de producción	110
Tabla. 4.44. Costo total de fluido de perforación	111
Tabla. 4.45. Costos de intervalos	113
Tabla. 4.46. Volumen de lodos	114
Tabla. 4.47. Principales componentes de los fluidos base agua	120
Tabla. 4.48. Composición química de los principales componentes de los fluidos de perforación	121

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	Mapa Estructural Campo Libertador a la Base de Caliza “A”	138
ANEXO 2	Mapa Estructural Campo Libertador Tope “U Inferior”	139
ANEXO 3	Curva de avance real vs. Plan	140
ANEXO 4	BIT RECORD	141
ANEXO 5	Corte Estructural A-A’	142
ANEXO 6	Corte Estructural B-B’	143
ANEXO 7	Corte Estructural C-C’	144
ANEXO 8	Arena “U” Inferior	145
ANEXO 9	Diagrama de perforación Secoya- 43D	146

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar los sistemas de fluidos utilizados en la perforación del pozo SECOYA-43D, realizando un análisis de los diferentes sistemas de fluidos base agua utilizados en varios de los campos petroleros de la amazonia ecuatoriana, además se realizó un análisis de la composición y formulación del sistema de fluido MAXDRILL, ya que su interacción es muy importante en la zonas de interés para la futura producción del pozo SECOYA43D.

En el capítulo I, se indican los motivos y las justificaciones por las que se realizó la presente investigación; también se enumeró todos los objetivos que abarcaremos, y en general se da una explicación de la realización del trabajo.

En el capítulo 2, se señalan las características del campo libertador, como es; la ubicación, descubrimientos del campo, estructura y arenas productoras, además se realiza una pequeña descripción de la química de las arcillas, elementos que forman parte importante para el estudio y composición de cualquier fluido de perforación base agua.

En el capítulo III, se presentan las generalidades de los fluidos de perforación, como son sus funciones básicas, los productos utilizados comúnmente en la formulación de cada uno de los sistemas.

En el capítulo IV, se plantea la aplicación en el campo de los sistemas de fluidos, específicamente para el pozo en estudio, se realiza la presentación de las operaciones ejecutadas durante la perforación del pozo así como la composición de los ensamblaje de fondo utilizados en cada una de las secciones así como la información y datos sobre las corridas de brocas y la conformación del sistema fluido MAXDRILL.

En el capítulo V, se mencionan el conjunto de conclusiones y recomendaciones a ser consideradas por el Departamento de ingeniería de petróleos del área del campo libertador, para que se tomen las acciones correctivas que se consideraran.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the fluid systems used in the drilling of SEQUOIA-43D, with an analysis of different water based fluid systems used in various oil fields of the Ecuadorian Amazon, also conducted an analysis of the composition and formulation of the fluid system MAXDRILL as their interaction is highly important in the areas of interest for future well production SECOYA43D.

In Chapter I, indicating the reasons and justifications why this research was conducted, also listed all the objectives that will cover, and generally gives an explanation of the performance of work.

In Chapter II outlines the deliverer field characteristics, such as: the location, field discovery, structure and producing sands also make a small description of the chemistry of the clays, which comprise important elements for the study and composition of any water-based drilling fluid.

In Chapter II, we present an overview of drilling fluids, as are its core functions, products commonly used in the formulation of each model's systems.

In Chapter IV, we propose the application in the field of fluid systems, specifically for the well under study, is made the presentation of the transactions executed well drilling hard and the composition of the bottom assembly used in each one of the sections and the information and data on run drills and conformation MAXDRILL fluid system.

In Chapter V, mentioned the set of conclusions and recommendations to be considered by the Department of petroleum engineering field area deliverer, to take corrective action to be considered.

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Dada la amplia variedad de fórmulas (es decir, que llevan el mismo nombre pero que contienen o no sólidos), las distintas densidades de lodos con componentes de diferentes pesos, además de la variedad de condiciones posibles de pruebas, los datos de laboratorio indican que un cambio relativamente pequeño en los parámetros de perforación o en las condiciones de fondo pueda afectar en forma radical los esfuerzos por seleccionar el fluido adecuado para una formación en particular.

Como resultado de ello, esta selección se realiza a menudo por simple intuición; es decir, que aparentemente tiene sentido para una formación en particular. Así pues, por intuición se supone que:

1: Los fluidos de perforación saturados con sal no producen daño, por cuanto es lógico suponer que las partículas de sal que pueden penetrar la formación se disolverán cuando se exponga a un fluido no saturado.

2: Los fluidos de polímeros con carbonato de calcio como agente de puenteo pueden llegar a invadir una formación, pero se pueden remover fácilmente con ácido.

3: Debe evitarse todo fluido que contenga bentonita, por cuanto es probable que las partículas de bentonita invadan la formación, se hidraten y su eliminación resulte difícil o imposible, con lo cual se impide el flujo del hidrocarburo en la formación.

4: Debe evitarse el uso de baritina porque las partículas de baritina no se pueden remover de la formación por disolución en ácido o en agua. Los datos obtenidos últimamente sugieren que la intuición no siempre coincide con la realidad.

De hecho, además de ser incapaz de identificar la solución del fluido de perforación que resulta más económico sin dañar la formación, los datos sugieren que el fluido que se identifica intuitivamente como poco dañino puede ser el más dañino.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los procesos operativos, así como los diferentes métodos para evaluar las propiedades del fluido de perforación en forma continua, aplicados en la industria petrolera ecuatoriano en busca de tomar las decisiones preventivas o correctivas (mantenimiento que permita realizar los ajustes necesarios) para que su aplicación sea rentable.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de perforación pueden tener un efecto importante sobre la tasa de producción y la adquisición de datos. El problema de seleccionar el fluido adecuado constituye un muy buen ejemplo de la necesidad de considerar los requisitos de los distintos grupos y balancearlos entre sí.

La elección no siempre resulta obvia; por ejemplo, el uso de un fluido que provoca daño en la formación puede ser adecuado o no, dependiendo del tipo de completación y los planes de estimulación.

Este proyecto se refiere a los factores involucrados y presenta los resultados obtenidos con estudios de laboratorio que puede ayudar a cuantificar mejor estos factores

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes.

Así como se habla de la “eficiencia energética” como una nueva fuente de energía, el aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recobro por encima de los valores históricos de 40% para crudos livianos y medianos del reservorio “T” y “U”.

Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas, lo cual aparece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos.

Los fluidos de perforación cumplen un papel primordial en el proceso de la perforación de un pozo es por este motivo que es muy importante la evaluación de los diferentes sistemas de fluidos de perforación para reducir los tiempos perdidos en la perforación y problemas en el interior del pozo para optimizar los tiempos de perforación y costos de operación.

1.3. OBJETIVO GENERAL

Mejorar la eficiencia para preparar y mantener los fluidos que se utilizaron, a objeto de minimizar cualquier problema que interfiera en la perforación de un pozo de petróleo.

1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir los productos y sistemas que se utilizan, establecer las diferencias volumétricas originadas y verificar la aplicación de normas y procedimientos aplicables en los operativos.
2. Revisar las propiedades de los fluidos que son sumamente importantes para mantener su calidad. Además, de los ajustes necesarios que deben realizarse de acuerdo al comportamiento de la perforación.
3. Seleccionar el mejor sistema de fluidos de perforación que pueda inhibir adecuadamente las arcillas y además nos permita el control de las lulas y con esta evitar problemas como derrumbes, inestabilidad del pozo, pegas que deriva en las consecuentes pérdidas de tiempo y consecuente incremento de costo de perforación.

1.5 HIPÓTESIS

En el transcurso del tiempo se han realizado varios estudios sobre las características de los fluidos de perforación así su interacción con los diferentes tipos de formaciones geológicas, lo que ha llevado a un mismo número de conclusiones es por eso que este estudio evaluará cada una de esas recomendaciones a fin de obtener una base científica sustentable sobre las propiedades del fluido, físicas o químicas que deben ser controladas adecuadamente para prevenir los efectos secundarios de los fluidos que muchas veces se ven materializados en daños de la formación, corrosión al Casing y de la columna de perforación, reducción de las velocidades de penetración, pérdidas de circulación, desgaste de las bombas del pozo.

Los sistemas de fluidos que se utilizaron para la perforación del pozo SEC-45D, como es el caso del sistema MAXDRIL-G representan una de las mejores alternativas para la perforación de pozos direccionales en este campo frente a otros sistemas de fluidos.

1.6. METODOLOGÍA

1.6.1. TIPO DE ESTUDIO

El desarrollo del siguiente trabajo está basado en estudios Bibliográficos, Descriptivos y de Campo

1.6.2. ANÁLISIS – SÍNTESIS.

Mediante el análisis mostramos, las características de diferentes sistemas de fluidos de perforación, utilizados durante diferentes compañías de perforación realizadas en el campo Libertador. Siendo la síntesis la que complementa al análisis facilitándonos y garantizándonos la comprensión del proceso, ya que es una visión de conjunto y cuya finalidad es integrar, resumir, organizar, formular, proponer, investigar.

1.6.3. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo contempla los siguientes métodos de investigación:

- **Método general**
Método deductivo
- **Método específico**
Experimental

1.6.4 FUENTES TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Fuentes primarias

- Observación.
- Bibliográficas.

Fuentes secundarias

- Textos de Ingeniería
- Manuales de fabricantes de bombas
- Reportes de producción
- Reportes de laboratorio
- Normas aplicadas a la Industria Petrolera
- Internet, Páginas electrónicas de la Industria Petrolera
- Charlas informales que se realizó a especialistas de fluidos de perforación, ingenieros de fluidos supervisores de perforación de las empresas de servicios así como al departamentos de Ingeniería de Yacimiento de EP Petroecuador, ingenieros de fluidos de compañías especializadas, con esta técnica se obtuvo los datos, recolectando información de los procesos investigados, mediante un dialogo el entrevistador (investigador) y el entrevistado facilitando de esta manera el trabajo.

MARCO TEÓRICO

2. MARCO TEÓRICO

2.1. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIBERADOR Y SECOYA.

2.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR.

El campo Libertador está ubicado en la provincia de Sucumbíos en la zona norte de la cuenca oriente, entre las coordenadas geográficas de latitud desde 00°04" Norte y longitud desde 76°33'00" hasta 76°36'40" Oeste, con una extensión de 25000 acres.

Fue descubierto en el año de 1980 con la perforación del pozo exploratorio W-1. Se trata de un campo gigantesco conformado por los siguientes campos: Shuara, Secoya, Shushuqui, Pacayacu, Pichincha, Carabobo, Ocano, Peña Blanca, Chanangue.

2.1.2. ANTECEDENTES.

En 1980, la Corporación Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perforó las estructuras Shuara, Secoya, Shushuqui, con los pozos Secoya 1 entre enero y febrero, Shuara 1 entre febrero y marzo, Shushuqui 1 entre octubre-noviembre.

Las primeras interpretaciones sísmicas mostraron a las tres estructuras antes mencionadas como independientes, pero, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados, así como nuevos datos de velocidades, permitieron elaborar un nuevo modelo estructural que integraba en un solo campo a las estructuras Shushuqui, Pacayacu, Shuara y Secoya.

Los campos Shuara, Secoya, Shushuqui y Pacayacu empezaron su producción en 1982. En agosto de 1992, alcanzaron su máxima producción promedio con 56651 BPPD, a partir del cual comenzó a declinar, actualmente tiene una producción de 10.000 BPPD.

2.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO LIBERTADOR.

La estructura del campo Libertador tiene forma de cajón con 4 subestructuras alineadas en 2 ejes N-S. En el eje oriental se encuentran las estructuras Pacayacu y Shuara y en la occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, las dos se fusionan hacia el sur para formar el periclinal Pichincha-Carabobo.

Tiene una longitud de alrededor de 21 km y un ancho de 6-6,5 km. Su cierre estructural máximo es de 240' y corresponde al Alto Secoya; el Alto Shushuqui tiene 180' (ft). Shuara 200' (ft) y Pacayacu 140' (ft).

El flanco oriental está limitado por una falla transpresional dextral acompañada de varias fallas transversales de orientación NO-SE que afectan las estructuras del campo. (Ribadeniera y Baby, 2004).

Las estructuras del campo Libertador se formaron en dos etapas: en el Turoniano Terminal-Maastrichtiano, con una reactivación posterior en el Eoceno Temprano, lo que se evidencia por deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Medio Superior- Tena y Tiyuyacu Inferior

2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SECOYA.

Está ubicado en la parte Sur Occidental del campo Libertador, junto al campo Shuara al sur del campo Shushuqui. Su estructura fue descubierta con la perforación del pozo Sec-01 entre enero y febrero de 1980. Tiene una extensión aproximada 685,5 Km².

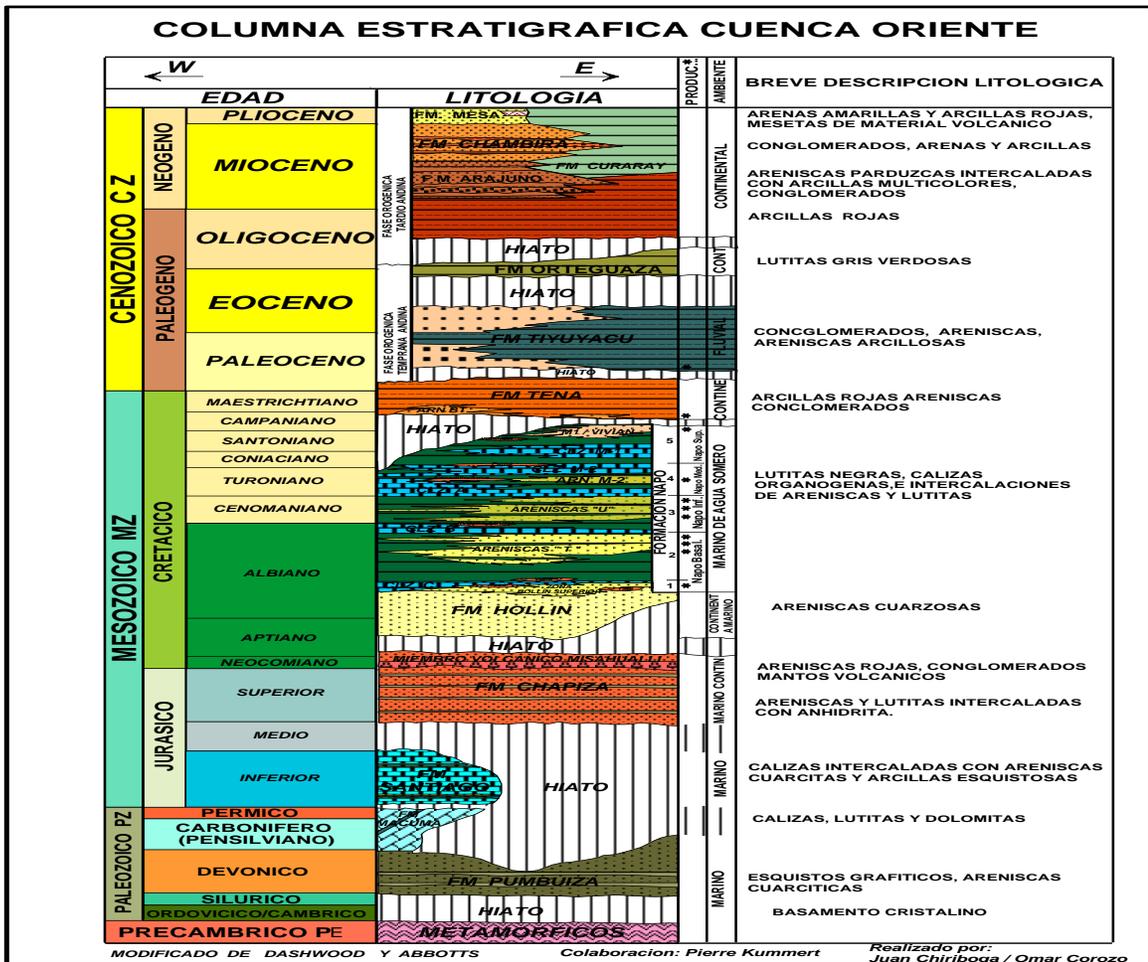
El alineamiento Occidental está representado por estructuras anticlinales, la estructura Shushuqui ubicada al Norte y la estructura Secoya ubicada al Sur.

El campo Secoya muestra una estructura anticlinal, limitada en la parte Este por una falla que corre de Norte a Sur y por el Norte, Sur y Oeste por los cierres estructurales de "U" (8186 ft) y "T" (8357 ft); coincidiendo con el ultimo.

2.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS.

La columna estratigráfica de la cuenca oriente se la presenta en La Figura 2.1.

FIGURA. 2.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE.



Fuente. Petroecuador.

2.3.1. ARENISCA “U” SUPERIOR

Es una arenisca cuarzosa con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba grano-decreciente.

2.3.2. ARENISCA “U” MEDIA

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas alteraciones luctaceas. Hacia el techo se encuentra bioturbación.

2.3.3. ARENISCA “U” INFERIOR

Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada en la base, laminada al techo.

2.3.4. ARENISCA BASAL TENA

Fue depositada rellenando canales erosionados, de tendencia SE y un ancho entre 140 y 250' (ft), definidos sobre la base de información sísmica.

2.3.5. ARENISCA “T” SUPERIOR

Es una arenisca cuarzo-glauconíticas en bancos métricos de grano muy fino, masivas ondulaciones, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

2.3.6. ARENISCA "T" INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métrica grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas.

Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo "T" Inferior.

Las arcillas presentes en las areniscas se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia:

- ✓ Arenisca "T ": caolinita, illita, clorita y esmética;
- ✓ Arenisca "U" Inf.: caolinita, esmética, clorita e illita ;
- ✓ Arenisca "U" Sup.: caolinita, esmética, illita y clorita.

2.4. FORMACIÓN HOLLIN

La formación Hollin según Tschopp (1953), consta de dos miembros diferenciados litológicamente: Hollin inferior, y Hollin superior.

2.4.1. HOLLIN INFERIOR:

Arenisca cuarzosa, gris-clara, transparente a translúcida, en partes blanca-lechosa, suelta, hacia arriba medianamente consolidada, grano medio a grueso, variando hacia arriba de grueso-medio a fino, ocasionalmente muy grueso, los granos son subangulares a subredondeados y la selección es regular, cambiando a pobre hacia el techo.

Hacia la parte inferior y media, contiene algo de matriz caolinitica. Se describe hidrocarburo café-claro en forma de pintas. Intercalaciones de arcilla gris-oscuro a gris clara y ocasionalmente gris, dura, masiva, en partes astillosa, con inclusiones de micropirita.

2.4.2 HOLLIN SUPERIOR CALIZA C.

Arenisca cuarzosa, con glauconita, calcárea, café-clara, transparente y en menor proporción translúcida, suelta, en partes friable, grano medio a grueso, sub-angular a sub-redondeada, regular selección. Presenta pintas de hidrocarburo de color café oscuro.

Intercalaciones de lutita gris-oscuro a gris, medianamente dura, fisil a sub-fisil, alargada, planar parcialmente astillosa, con inclusiones de pirita.

Lodolita crema, crema moteada con gris-clara, ocasionalmente gris-clara, media redondeada dura a dura, en sub-bloques y bloques, con inclusiones de glaucomita.

2.5. FORMACIÓN TIYUYACU

Presenta dos miembros bien definidos denominados superior e inferior: El miembro Tiyuyacu superior está formado por areniscas conglomeráticas, dentro de una matriz arcillosa:

El miembro Tiyuyacu inferior está constituido principalmente por conglomerado y en menor proporción por areniscas con intercalaciones de arcillotitas de color ladrillo.

Conglomerado Basal: Con cherts de colores mostaza, negro, gris oscuro, amarillo verdoso, gris verdoso, amarillo, verde claro y rojo (que es el color típico de los cherts de este cuerpo en el sub-andino).

Ocasionalmente está asociado a un grano tamaño arena de cuarzo blanco amarillento, blanco lechoso, traslucido (matriz), pobremente seleccionadas.

Arcillotitas rojo ladrillo, en menor porción café amarillenta, café oscura, gris clara moteadas, en partes ligeramente calcárea.

Limolitas gris claras, gris-verdosa, café clara, en partes ligeramente calcerea en partes grada a areniscas de grano muy fino.

Arenisca cuarzosa, blanca, translucida, a semitransparente de grano muy fino a fino y medio a grueso, subangular a subredondeado, con regular selección.

Conglomerado Superior: Con cherts color mostaza, gris oscuro, en fragmentos angulares y granos y granos de cuarzo blanco lechoso, amarillento, translucido, suelto, grano grueso o muy grueso, angular a sub-angular con pobre selección, que forman la matriz.

2.5.1. FORMACIÓN ORTEGUAZA.

Yace sobre la Formación Tiyuyacu y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviátiles de la formación chalcana, esta formación constituida de una serie marina somera, está compuesta por: Lutitas gris claras, gris verdoso, relativamente duro, sub-fisil, sub-laminar.

Areniscas cuarzosa blanca transparente a sub-transparente, de grano fino a medio, suelta, sub-angular a sub-redondeada, regular selección.

2.6. DETERMINACIÓN DE TOPE Y BASE DEL POZO SECOYA 43D

Los topes y base formacionales antes y después de la perforación del pozo secoya 43D son determinados de los registros de pozos tomando en cuenta los cambios secuenciales que presentan las formaciones sedimentarias, los mismos que son obtenidos por la curva de resistividad, sónico, Gama Ray, potencial espontaneo, porosidad neutrón y de densidad, que son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 2.1 Topes y bases de las formaciones de pozo SEC-43D

Estratigrafía (Topes y bases formacionales, antes y después de la perforación)		
Formación y reservorio	MD (pies)	TVD (PIES)
Orteguaza	5487	5218
Tiyuyacu	6069	5800
Tena	7987	7718
Napo	8654	8385
Caliza M2	9160	8891
Caliza A	9227	8958
Arenisca U superior	9243	8974
Arenisca U inferior	9333	9064
Marcados Caliza B	9437	9168
Arenisca T superior	9499	9230
Arenisca T inferior	9547	9278
Base T inferior	9597	9328
Hollin	9672	9403
PT	9809	9540

Fuente: Secretaria de hidrocarburos. Reporte final del pozo SEC-43D

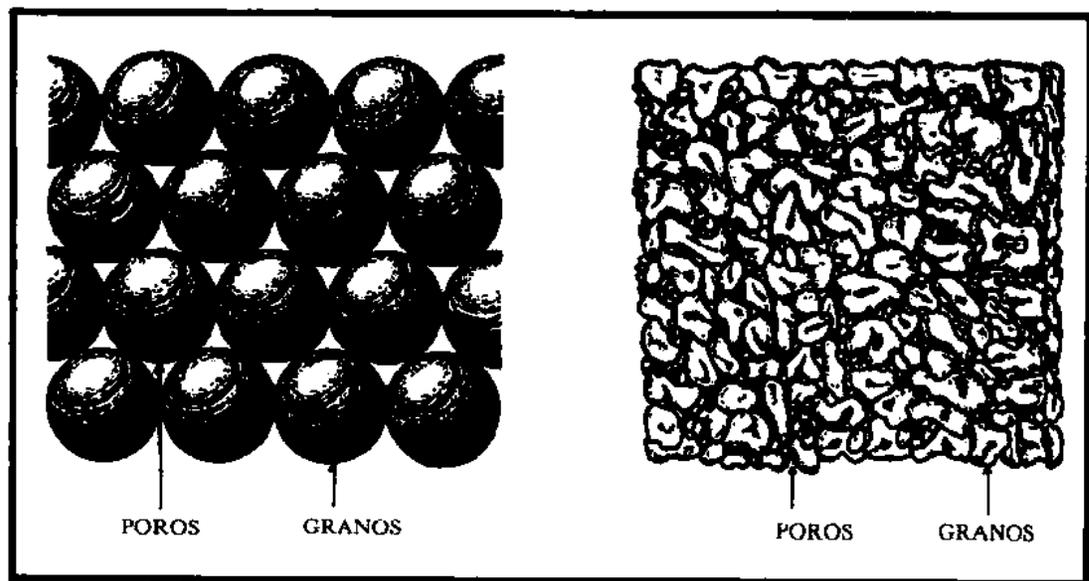
2.7. PROPIEDADES PETROFÍSICAS (\emptyset , K, SW)

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y la textura de una roca, es decir, es de interés tanto geológico como de ingeniería.

2.8. POROSIDAD:

Porosidad.- Los espacios entre las partículas de una roca se denominan poros (figura 2), estos espacios pueden ser ocupados por fluidos como agua, aceite o gas, tal y como se observa en una esponja la cual puede contener líquidos o permanecer vacía sin variar su volumen total.

Figura: 2.2 Porosidad de las rocas



Fuente: Manual de perforación. Bajo Balance 383

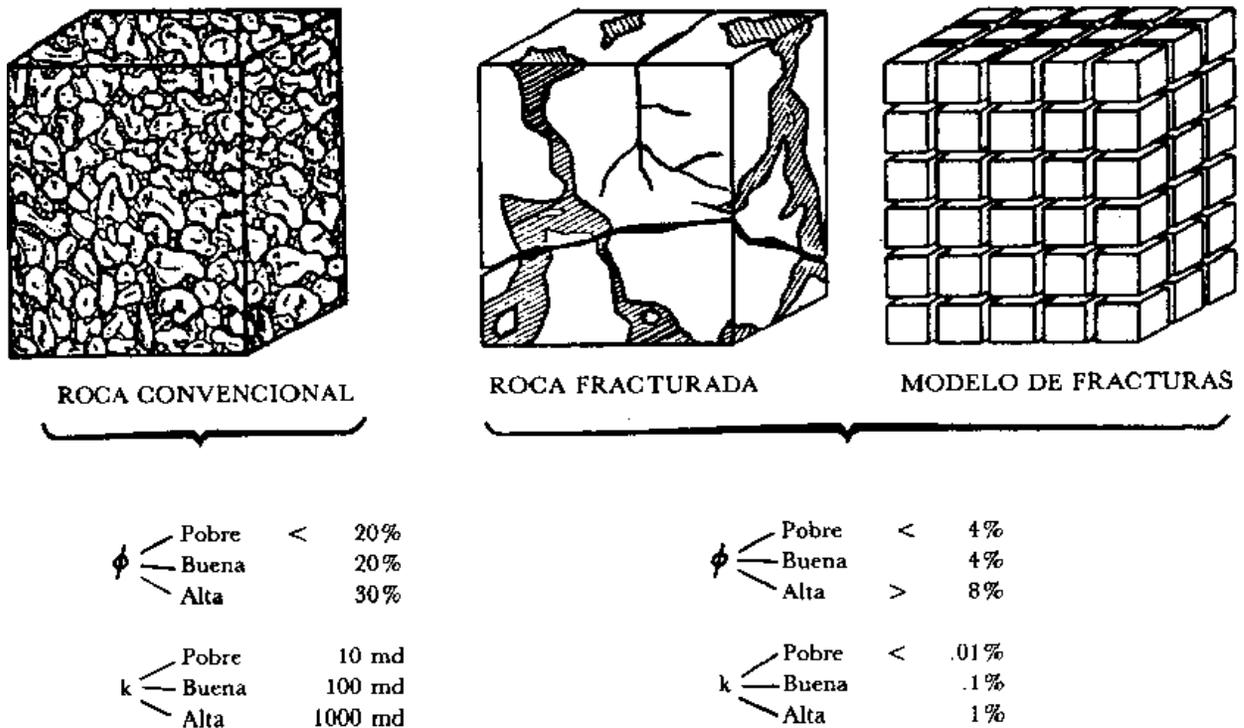
En algunas rocas estos espacios pueden o no estar comunicados, lo cual es muy importante, ya que de estos depende que pueda existir flujo a través de la roca.

El volumen de poros entre el volumen total de la roca nos da una medida porcentual de la porosidad. Así por ejemplo, si tenemos una roca con un volumen de 10 cm³ y un volumen poroso de 2 cm³ el valor de su porosidad (ϕ) sería:

$$\phi = \frac{2 \text{ cm}^3}{10 \text{ cm}^3} = 0.2 = 20\% \text{ de porosidad}$$

Los valores más comunes de porosidad varían según el tipo y las características de las rocas en porcentajes de 5 a 25 %. Estas mediciones se hacen a partir de núcleos en laboratorios o indirectamente por medio de análisis de registros de pozos.

Figura. 2. 3 Porosidad y permeabilidades características de rocas en yacimientos comerciales.



Fuente. Manual de perforación. Bajo Balance 383

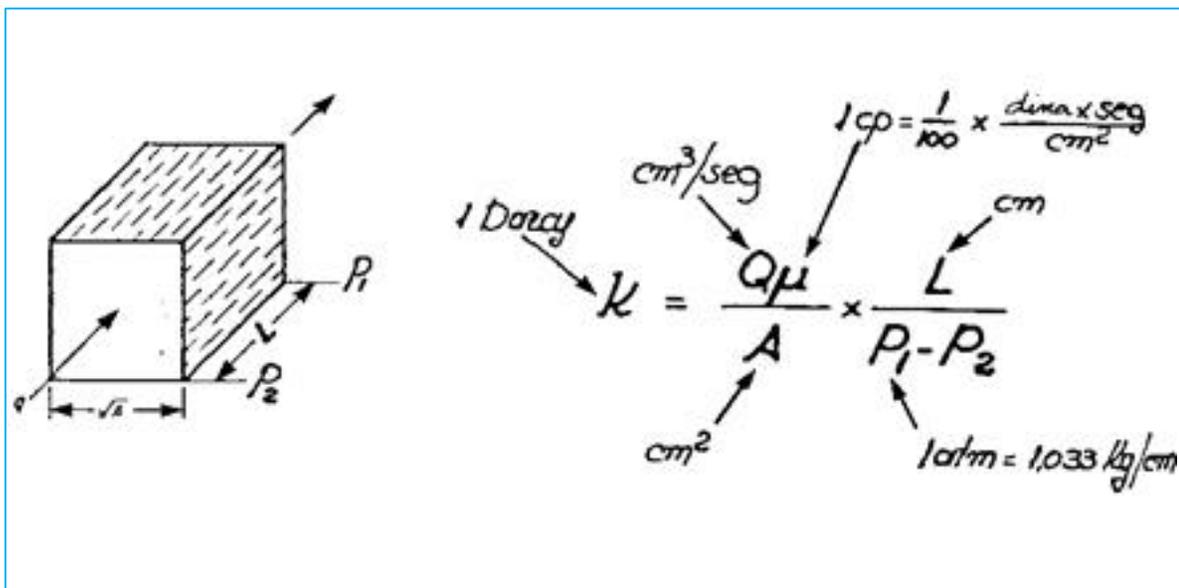
2.9. PERMEABILIDAD.

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

La permeabilidad de una roca es la medida de su capacidad específica para que exista flujo a través de ella. En la Industria petrolera la unidad que se usa para medir la permeabilidad es el Darcy.

Se dice que una roca tiene permeabilidad 1 Darcy si un gradiente de presión de 1 at/cm induce un gasto de 1 cm³/seg por cm² de área transversal, con un líquido de viscosidad igual a 1 centipose (cp). Para fines prácticos se utiliza el milidarcy (md) que es la milésima parte de 1 Darcy.

Figura. 2.4. Definición de Darcy



Fuente. Manual de perforación. Bajo Balance 383

2.10. SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. Es cada uno de los fluidos presentes en un punto del yacimiento en determinada proporción respecto al volumen de total de los poros.

A este valor porcentual lo denominamos saturación del fluido S_w , S_g , S_o , siendo:

$$S_o + S_g + S_w = 100 \%$$

Donde.

S_o = Saturación de Petróleo, %

S_g = Saturación de Gas, %

S_w = Saturación de Agua, %

La saturación de petróleo incluye todo el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo en el gas libre.

Todo reservorio de Hidrocarburos contiene algo de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la "Saturación crítica de agua" (S_{wc}), la fase agua es inmóvil y no será producida.

El agua dentro de los poros es llamada "intersticial". El término "agua connata" es usado para denotar agua que fue depositada simultáneamente con los sedimentos.

Algunos reservorios de petróleo no contienen gas libre, ya que todo el gas está disuelto en el petróleo. Estos reservorios son conocidos como "reservorios bajo saturados" la ecuación es:

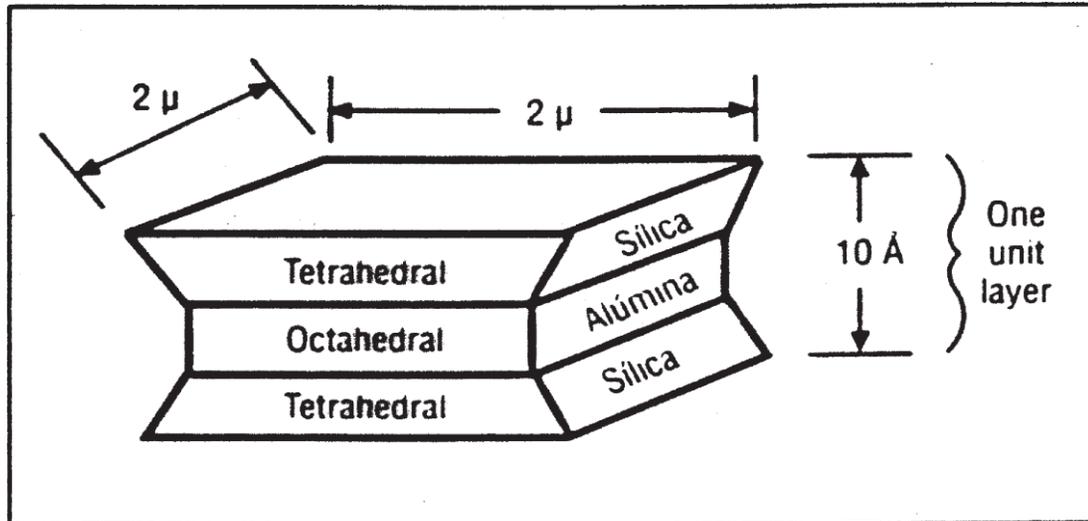
$S_o + S_w = 100 \%$.

2.11. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS.

Al perforar la corteza terrestre nos encontramos con formaciones que contienen tanto gas, líquidos y sólidos; si bien los líquidos y gases hidrocarburos son la finalidad de la perforación petrolera, analizaremos las partículas sólidas que en mayor cantidad se encuentra en la perforación y los que más actúan sobre el lodo.

- Arena: Llamamos así a toda partícula mayor a 74 micrones (1 micrón = 0.01mm)
- Silt : Llamamos así a todas la partículas en el rango entre 74 y 2 micrones
- Arcilla: Son partículas cuyo tamaño es menor a 2 micrones. Las podemos definir como toda partícula compuesta de óxido de silicio y aluminio, es un sílico–aluminato que al ser mezclada con agua forma una solución coloidal.

Figura. 2.5 Arcilla de tres capas.

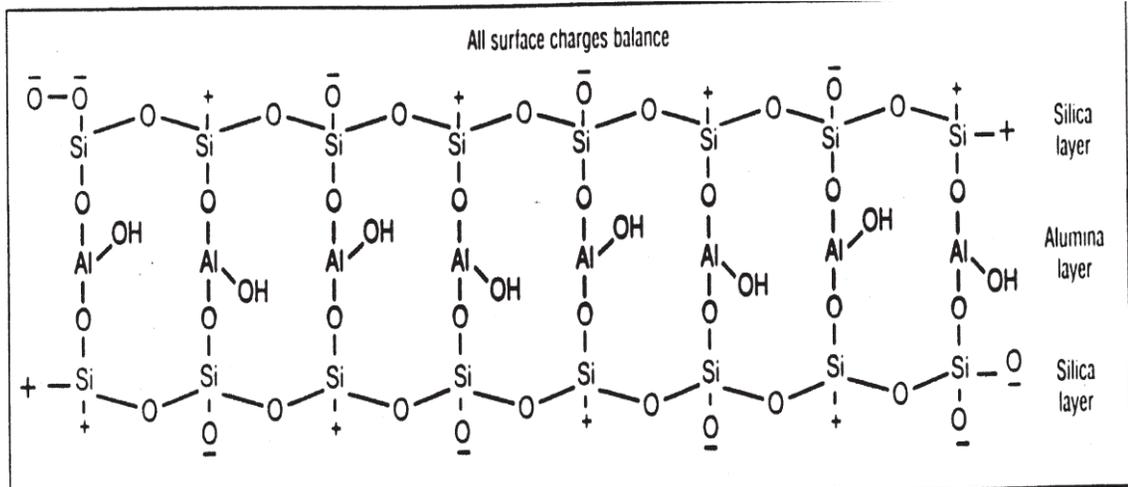


Fuente. UAGRM - INGENIERÍA PETROLERA

Diego Arredondo

Físicamente se describen como una mezcla heterogénea de minerales finamente definidos (de tamaño de dos micrones o menos) como cuarzos, feldspatos, calcita, pirita y otros materiales sedimentarios compuestos de materiales como sílice, aluminio y agua.

Figura 2.6 Arcilla eléctricamente neutra.



Fuente. UAGRM-INGENIERÍA PETROLERA

Diego Arredondo

2.11.1. TIPOS DE ARCILLAS

Existe gran número de minerales de arcilla, pero para la industria de los fluidos de perforación es necesario tener conocimiento de la cantidad y calidad de las arcillas de un lodo, se requiere conocer el estado de disociación de las partículas de arcillas.

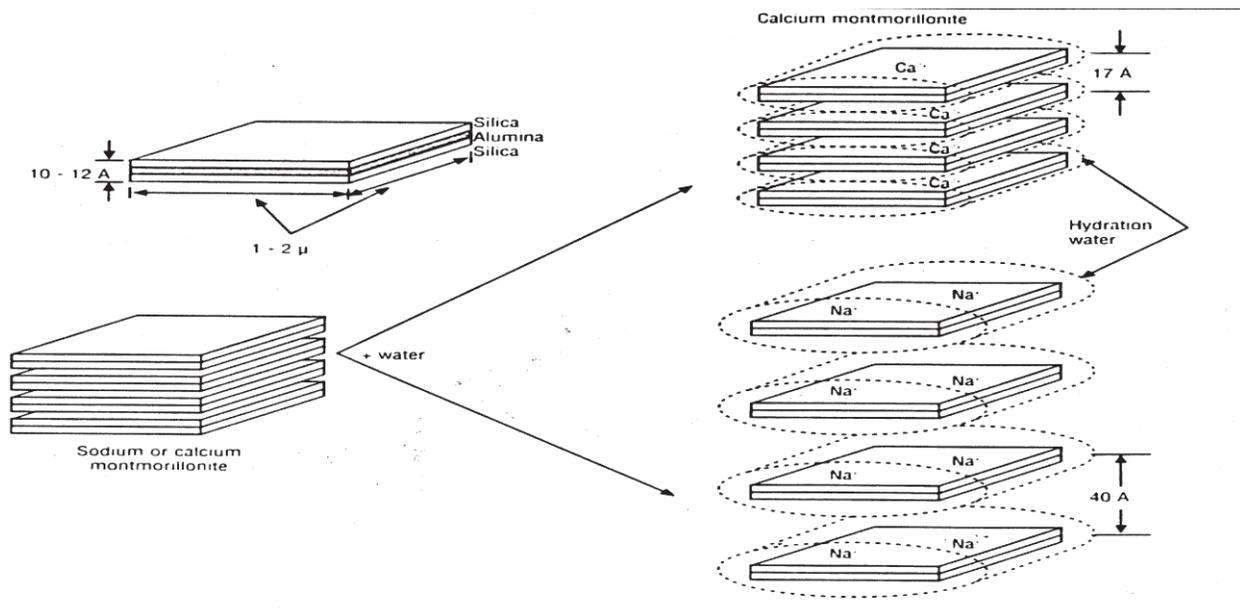
Los distintos procesos de enlace de las partículas de arcilla. Estos procesos de enlace deben ser comprendidos para entender y controlar los cambios reológicos en los fluidos de perforación.

Las partículas laminar y planar de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie planar está cargada negativamente y la superficie fina del borde está cargada positivamente, donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto.

Si los iones intercambiables, se disocian da la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas cargadas negativamente es grande y las láminas se dispersa, alejándose las unas de las otras. La dispersión completa es rara y es probable que solo pueda ocurrir en suspensiones diluidas de montmorillonita sódica purificada.

En general se produce en un cierto grado de enlace entre las partículas.

Figura. 2.7 Compactación de estructura de arcillas



Fuente. UAGRM-INGENIERIA PETROLERA

Diego Arredondo.

2.11.1.1. ILITAS ARCILLAS DE TRES CAPAS.

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestra hinchazón por intercapas.

Proceso por el cual es posible que las rocas que se encuentran en las profundidades de la tierra puedan emerger hacia la superficie.

Segunda etapa

Etapa de erosión o degradación de las rocas debido a condiciones climáticas que imperan en la superficie.

La temperatura, frío, calor de superficie (dilatación–compresión) afecta a las partes cementantes que mantienen unidas a las partículas finas provocando su fatiga por calentamiento y enfriamiento continuo hasta romperlas y separarlas de las rocas grandes.

Tercera etapa

Etapa de transporte en superficie, las partículas pequeñas son transportadas por los ríos hasta cuencas sedimentarias donde se depositan. En esta etapa las arcillas cambian en su estructura cristalina cambiando de un tipo de arcilla a otra debido a la interacción química que sufren con el medio químico por donde circulan, durante el trayecto hasta llegar a la cuenca.

Cuarta etapa

Etapa de enterramiento de las arcillas, debido a la deposición de más material que llega a la cuenca sedimentaria, aquí la arcilla sufre cambios en su estructura, debido a efectos de presión y temperatura. Este cambio se lo conoce como proceso diagenético de las arcillas.

Quinta etapa

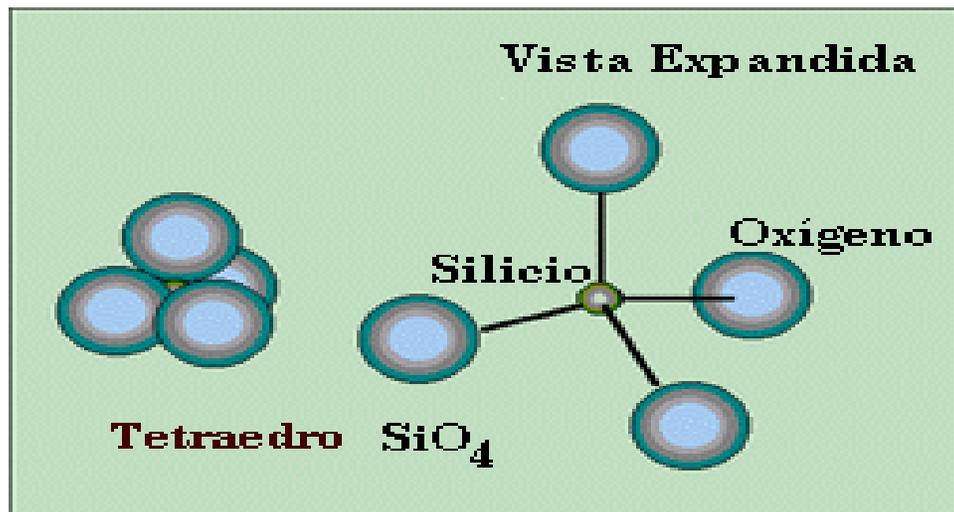
Es la etapa de granitización, donde las arcillas son transformadas por proceso de Isomorfismo en rocas de granito que son rocas más antiguas y sin reacción química.

Debido al poder de reacción química que tienen las arcillas, es decir al poder de desprender o anexar iones en su estructura cristalina, da lugar a la gran cantidad de arcillas que se encuentra en la naturaleza. Existen 7 grandes grupos de arcillas desde el punto de vista de interés petrolero.

2.11.1.3. ESTRUCTURA CRISTALINA DE LAS ARCILLAS.

Las arcillas por lo general están compuestas por un tetraedro de silicio y octaedro de aluminio, magnesio y/u otro metal.

Figura 2.9 Tetraedro de silicio



Fuente. UAGRM-INGENIERIA PETROLERA

Diego Arredondo

La figura muestra un tetraedro regular donde en los vértices van ubicados los átomos de oxígeno u oxidrilos y en el centro del tetraedro se ubica el átomo de silicio.

Figura. 2.10 Octaedro



Fuente. UAGRM-INGENIERIA PETROLERA

Diego Arredondo

La mayor parte de las arcillas tiene una estructura semejante a las micas, es decir, formadas por láminas de cristales dispuestos cara a cara, parecidos a un mazo de barajas. Estas placas o láminas individuales se hayan compuestas por átomos dispuestos en forma octaedral o tetraedral, en diferentes configuraciones.

Al tener un tamaño de partícula menor a 2 micrones caen dentro del rango de los COLOIDES y están comprendidas entre las partículas más pequeñas vistas por un microscopio óptico y las moléculas, pudiendo los mismos ser cualquier sustancia.

De los sólidos que componen un lodo (fluido de perforación) están aquellos que se agregan para obtener propiedades adecuadas del lodo entre los que se

encuentran los coloides y aquellos que son generados por el trepano llamados recortes cuyo tamaño depende del tipo de trepano usado.

2.11.1.4. FLOCULACIÓN Y DEFLOCULACIÓN.

Floculación:

Es el débil agrupamiento desordenado de las partículas de arcilla para formar flóculos o estructura gel.

Este agrupamiento depende del medio en que se encuentran; si es agua pura, las partículas no se aglomeran debido a la difusividad de la doble capa, pero si un electrolito es agregado, las partículas pueden acercarse más unas a otras tanto que las fuerzas atractivas predominan y la partícula se aglomera.

Es importante saber que si la concentración de arcilla en una suspensión es bastante alta, la floculación podría causar la formación de una estructura gel continuo en lugar de flóculos individuales.

El gel observado en un fluido de perforación acuoso es el resultado de una floculación por sales solubles que está siempre presente en suficiente concentración en los lodos.

Defloculación.

Es el proceso inverso de al floculación y consiste en la destrucción del estado floculado. Este proceso consiste en neutralizar las fuerzas de atracción, el desfloculante o adelgazante como se lo llama en la industria del petróleo puede ser sales de sodio de ciertos complejos aniónicos.

La floculación se puede prevenir por el aumento del valor de floculación del sistema, agregando en forma preventiva los adelgazantes adecuados que por lo general son sales solubles.

Agregación

Se refiere al colapso de la difusión de doble capa y a la formación de agregados de láminas paralelas, es decir una asociación CARA–CARA espaciada a menos de una distancia de 20 angstroms.

En este proceso hay una disminución del espacio c del cristal, en ellas prevalecen las fuerzas atractivas entre las láminas unitarias; si bien en la floculación hay un incremento de la fuerza gel, en la agregación existe una disminución debido a que se reduce el número de unidades activas que generan la fuerza gel y se reduce el área de interacción por partícula.

Dispersión.

Describe la subdivisión de las partículas agregadas ya sea por medios mecánicos o electro químico.

2.11.1.5. HIDRATACIÓN DE LA ARCILLA.

El cristal de bentonita está formado por tres capas: una de alúmina con una de sílice encima y otra debajo. La plaqueta de arcilla está cargada negativamente y tiene una nube de cationes asociados con esta. Si una cantidad significativa de estos cationes es de sodio, la arcilla es llamada con frecuencia montmorillonita de sodio. Si son primariamente de calcio, entonces la arcilla es llamada montmorillonita de calcio. Dependiendo de los cationes presentes, el espaciado

intercapas de montmorillonita seca estará entre 9.8 (sodio) y 12.1 Å (calcio) y llenado con agua enlazada estrechamente.

Cuando la arcilla seca contacta el agua natural, el espacio intercapas se expande, y la arcilla adsorbe una parte grande de agua. Estos dos fenómenos permiten a las arcillas generar la viscosidad. Las bentonitas con base calcio solo se expanden a 17 Å, mientras que la bentonita de sodio se expande a 40 Å. (angstroms).

El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla. El agua adsorbida hacia las superficies planares, planas, grandes, incluye la mayor parte del agua total retenida por arcillas hidratables. Los cationes bivalentes tales como el Ca^{2+} y Mg^{2+} aumentan la fuerza de atracción entre las plaquetas.

Así, la cantidad de agua que puede ser adsorbida, disminuye. Los cationes monovalentes - como Na^{+} dan lugar a una fuerza de atracción más débil y permiten que más agua penetre entre las plaquetas.

Debido a que la bentonita de sodio se hincha cuatro veces más que la bentonita de calcio, la bentonita de sodio generara cuatro veces más la viscosidad.

La esméctica, en adición al agua de adsorción y cationes en las superficies externas, adsorbe agua y cationes a las superficies entre las capas en su estructura cristalina. La habilidad de la esméctica para adsorber agua es mucho mayor que la de otros minerales de arcilla. La habilidad de adsorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC).

Tabla. 2.2 Rango para minerales de arcilla pura.

Arcilla	CEC (mg/100 g.)
Esméctica	80 - 150
Illita	10 – 40
Clorita	10 – 40
Kaolita	3 – 10

Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. Swaco

Bentonita

Este producto es una arcilla comercial que contiene en su composición un elevado porcentaje de esmectita ya sea de sodio o de calcio, dependiendo de la concentración del ion dominante.

Al agregar bentonita al agua la misma se dispersa formando una solución coloidal y que al ir aumentando la concentración, el sistema va adquiriendo viscosidad debido a las propiedades que tiene la arcilla de adsorber y retener agua que es un proceso de hidratación bastante desarrollado que tiene esta arcilla.

2.11.1.6. PROCESO DE HIDRATACIÓN

Hidratación cristalina

Ocurre en las superficies externas de las láminas de arcilla por la adsorción del agua a través de ion hidrogeno el cual neutraliza las cargas negativas excedente que pueda tener la arcilla debido a la sustitución isomórfica que tienen estas arcillas.

Toda hidratación de arcilla produce un aumento del sistema debido a la disminución del agua libre, cualquier acción que se tome para prevenir o destruir este estado se puede decir que estamos inhibiendo esa hidratación.

Hidratación osmótica

Se produce por una mayor concentración de iones en la parte basal de la arcilla donde lugar a la entrada de agua para equilibrar la presión osmótica resultante de la diferencia de concentraciones entre el agua y la parte basal de la arcilla.

2.11.1.7. Tixotropía

Es la propiedad que tienen las arcillas de generar energía cuando se encuentra en estado de reposo. El estado de tixotropía es sinónimo de gel.

El gel es un estado intermedio de la materia entre el estado líquido y el sólido, se dice que en la gelatinización las partículas coloidales aumentan su tamaño, mientras que disminuye el movimiento de traslación y el movimiento browniano queda restringido. Otra explicación del gel es que este consiste de una red tridimensional formada por entre cruzamiento de cadenas moleculares.

La gelificación va acompañada por un aumento grande de la viscosidad, aumento que es gradual y que varía con el tiempo.

2.12. ESTABILIDAD DE LA LUTITA Y EL POZO.

Cuando se perfora un pozo, cambia el estado inicial de los esfuerzos en la formación, ocasionando la redistribución de los mismos en la vecindad del pozo. Este estado de redistribución de los esfuerzos puede exceder la fuerza de la roca y ocasionar una falla.

Adicionalmente cuando un hoyo está cargado activamente (la presión hidrostática en el hoyo es menor que la presión de la formación) o cargado pasivamente (la presión hidrostática en el hoyo es mayor que la presión de la formación) otros efectos de esfuerzo podrían causar fallas en la formación.

La mayoría de los problemas de inestabilidad de hoyo ocurren en formaciones lutíticas puesto que sus propiedades varían significativamente de una zona a otra. Existen diversos efectos que causan la inestabilidad del hoyo. Estos pueden ser de origen químico o mecánico.

Figura. 2.11. Recortes de lutita.



Fuente. Manual de Control de Pozo para las Operaciones de Petróleo y Gas
Efectos Químicos:

El intercambio iónico en arcillas como las illitas, mica, esmectita, clorita, y capas de arcillas mezcladas pueden causar muchos problemas de inestabilidad de hoyo.

Los ingenieros pueden erróneamente simular mecanismos de fallas con modelos mecánicos, analíticos o empíricos, mientras que el principal mecanismo puede ser un efecto químico.

El principal mecanismo de falla durante la construcción de un pozo relacionado con causas químicas es la hidratación de las arcillas.

La hidratación de las arcillas ocurre debido a la afinidad que tienen las arcillas con el agua tales como la esmectita y la illita, las cuales absorben agua y

aumentan la presión de la formación causando derrumbes y ensanchamiento del hoyo.

La mayor proporción de arcillas se encuentran en las lutitas y si estas se encuentran en un medio en el que pueden reaccionar (fluidos de perforación base agua) se hidrataran con el agua aumentando su volumen.

Efectos Mecánicos:

Generalmente un hoyo falla por exceso de fuerzas de tensión y esfuerzos de corte en la formación, es por ello que estos factores deben ser considerados en la evaluación de la estabilidad del hoyo durante el proceso de perforación.

Fallas por Tensión:

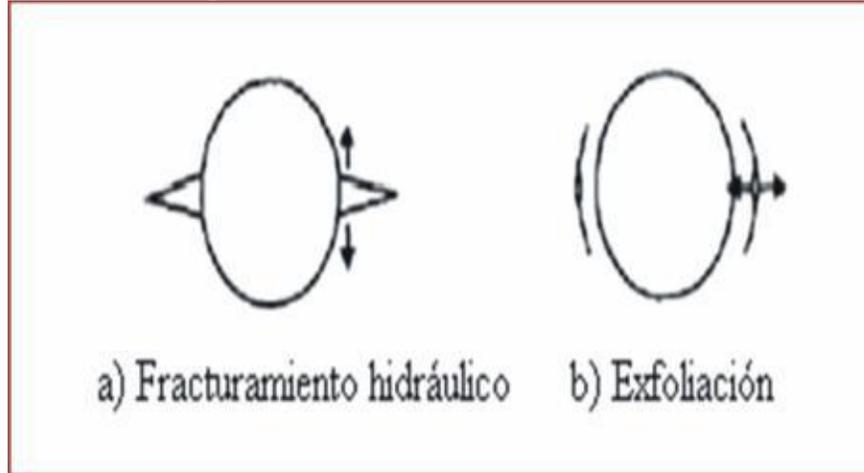
Son encontradas frecuentemente en la práctica. Ocurren cuando los esfuerzos de tensión vencen la cohesión de la formación. Generalmente se producen por la densidad excesiva del fluido de perforación y son las responsables de que ocurra fracturamiento hidráulico.

Cuando ocurren fallas por tensión el esfuerzo ejercido sobre la formación es mayor que la tracción generada por la formación. Se clasifican de dos formas en términos del esfuerzo principal; fractura miento hidráulico y exfoliación.

El fracturamiento hidráulico (ver Figura 2.12) puede ocurrir cuando la presión del fluido de perforación es excesivamente alta mientras que la exfoliación (ver Figura b) usualmente se presenta cuando la presión de poro aumenta más que la presión del fluido de perforación como resultado de deformaciones en la matriz.

Sin embargo, existen rangos de seguridad al momento de diseñar los fluidos de perforación dentro de los cuales no ocurre falla por tensión.

Figura 2.12 Fracturamiento hidráulico



Fuente. Manual de perforación- bajo balance 383

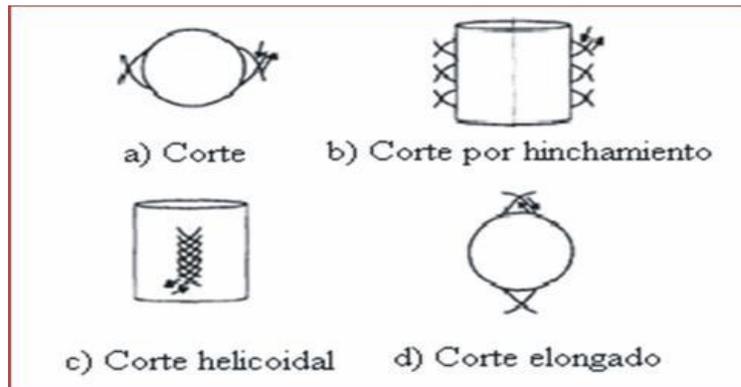
Fallas por esfuerzos de Corte.

Se producen cuando los esfuerzos de compresión exceden la resistencia mecánica de la formación. Generalmente estas condiciones ocurren en el hoyo cuando la densidad del fluido de perforación es insuficiente.

Las fallas por esfuerzo de corte ocurren en las paredes del hoyo y se clasifican en: fallas de corte simple, corte por hinchamiento, corte helicoidal y corte alargado.

Cada una de estas categorías se basa en términos del esfuerzo principal.

Figura 2.13 Esfuerzo de cortes



Fuente. Manual de perforación- bajo balance 383

La rotura y falla por esfuerzo de corte y ensanchamiento (ver Figura a y b) ocurre cuando la presión del ejercida por el fluido de perforación no es suficientemente alta para soportar el hoyo.

Por otra parte cuando la presión ejercida por el fluido de perforación es excesivamente alta pueden ocurrir fallas por esfuerzos de cortes helicoidales o alongados (ver Figura c y d).

Similarmente a la falla por tensión existen bajos y altos límites de presión del fluido de perforación los cuales definen la ventana de seguridad de las presiones del fluido de perforación. Dentro de estos límites la falla por esfuerzos de corte no ocurriría.

La densidad del fluido de perforación es una consideración importante para el tratamiento de los problemas de inestabilidad de hoyo y debe ser estimada dentro de los límites adecuados para prevenir fallas por tensión y por corte, así como también para evitar la reducción del diámetro del hoyo en formaciones visco-plásticas (sales).

Cuando la densidad del fluido de perforación se encuentra por encima del límite superior la presión ejercida en las paredes del hoyo causará fallas de tensión y pérdida del fluido de perforación, mientras que cuando la densidad se encuentra en el límite inferior está ejercerá la mínima presión en el fondo previniendo fallas de corte en zonas plásticas y la

Disminución del diámetro del hoyo. En la Figura (2.14), se pueden apreciar los tipos de inestabilidad del hoyo producidas por cada uno de los efectos mencionados anteriormente, así como también la dirección de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos de la formación.

Figura. 2.14 Inestabilidad del hoyo



Figura 7.11: Tipos de inestabilidad del hoyo ^[11].

Fuente. Manual de perforación- bajo balance 383

Factores que Afectan la Estabilidad del Hoyo.

El objetivo de analizar la inestabilidad del hoyo es investigar su potencial de inestabilidad para calcular el estado de redistribución de los esfuerzos y comparar esto con un modelo de falla.

Para entender los problemas de falla en el hoyo, se deben conocer los factores que afectan la estabilidad de la formación.

Orientación y magnitud de los esfuerzos en sitio.

La sobrecarga ejerce un esfuerzo vertical sobre la formación generando un esfuerzo horizontal hacia afuera debido a las propiedades mecánicas de la roca.

En un ambiente no sometido a esfuerzos tectónicos, el esfuerzo máximo está orientado en la dirección vertical (σ_z) debido a la sobrecarga y los esfuerzos principales intermedio y mínimo (σ_x y σ_y) están ubicados en el plano horizontal (ver Figura 2.15).

Figura 2.15 Orientación de los esfuerzos

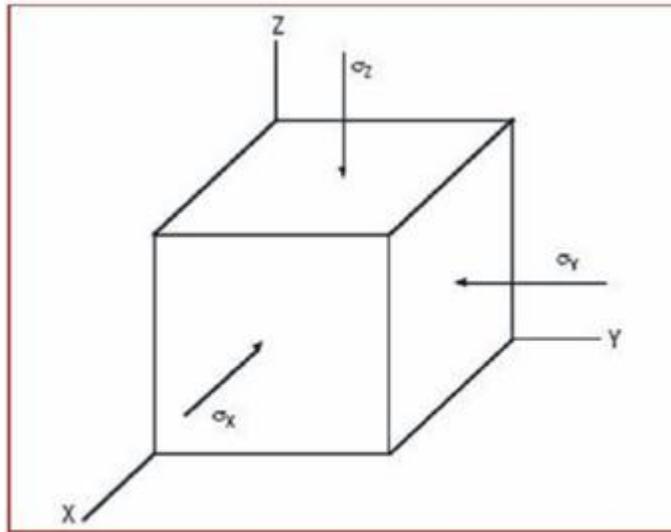


Figura 7.12: Orientación de los esfuerzos ^[12].

Fuente. Manual de perforación- bajo balance 383

Propiedades Mecánicas de la Roca.

La dirección de los esfuerzos cuando se encuentran capas planas de lutitas en un yacimiento es un factor importante a considerar al momento de analizar la estabilidad de un hoyo. La presencia de capas planas en formaciones lutíticas genera un comportamiento diferente en las propiedades del material, es decir, provocan menor resistencia a los esfuerzos que aquellas que poseen las mismas propiedades, esto se debe a que los esfuerzos se orientan en las direcciones determinadas por los planos anisotrópicos.

Presión de Poro.

La existencia de la presión de poro cambia los tensores de fuerza efectiva en la formación cuando se encuentran capas de lutitas impermeables y altas presiones de poro, lo que ocasiona un cambio en el volumen de la formación. Por otra parte, cuando la presión de poro es inducida se reduce la presión de confinamiento efectiva lo cual puede resultar en fallas en el hoyo.

Presión del Fluido de Perforación.

Desde el punto de vista mecánico la función principal del fluido de perforación es proveer suficiente peso hidrostático para balancear la presión de la formación y soportar la carga impuesta en las paredes del hoyo generada entre otros factores por los esfuerzos en sitio.

Cuando la presión ejercida por la columna hidrostática excede la presión de la formación (sobre-balance), el fluido de perforación penetrará en la formación y reducirá gradualmente el peso efectivo de soporte en las paredes del hoyo.

Si la presión es excesivamente alta puede ocurrir fracturamiento hidráulico causando pérdida de fluido, por lo que disminuirá el soporte en las paredes del hoyo.

Esto no sólo incrementará los costos asociados con el fluido de perforación sino también generará inestabilidad en el hoyo.

Estos problemas pueden ser prevenidos si se determinan las densidades críticas del fluido de perforación, es decir, si se optimiza la densidad del fluido de perforación se puede prevenir el colapso de las paredes del hoyo sin riesgos de fracturar la formación.

METODOLOGÍA

3. METODOLOGÍA

3.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo, las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo, la remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes.

En este trabajo se investiga del estudió y evaluó los sistemas de fluidos de perforación utilizados en el pozo secoya 43D y obtuvieron datos que nos permitirán optimizar los tiempos de perforación en el desarrollo el campo secoya, en la siguiente tabla se presenta el programa de lodos para el pozo secoya 43D.

Tabla. 3.1 Programa de lodos pozo SEC-43D

PROGRAMA DE LODOS						
Tipo de Lodo	Profundidad (pies)	Peso (lbs/gal)	Vis. (Seg)	VP/PC	Filtrado(c.c .)	Solidos (%)
Nativo	257	8.4 -8.7	26/28	1-2/4-4	NC	1
Agua/gel/NCA	5537	8.7–10.2	26/33	2-4/4-16	NC	10
Max Drill G	9176	10 -10.5	39/48	15-20/21-28	7.5 – 6.4	10
Max Drill C	9809	8.8 - 9	47/48	10-12/18-23	6 - 5	3.4 - 5

FUENTE. SECRETARIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ECUADOR

A continuación se revisaron los conceptos básicos de fluidos de perforación, como sus funciones, materiales que se usan para lograr este objetivo.

3.1.1. FUNCIONES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Las funciones de los fluidos de perforación son las siguientes:

- ✓ Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.
- ✓ Control de presiones subterráneas.
- ✓ Sostener las paredes del pozo.

- ✓ Suspensión de los sólidos cuando se detiene la circulación.
- ✓ Lubricación y enfriamiento de los sistemas dentro del pozo.
- ✓ Flotabilidad de los sistemas de perforación y revestimiento.
- ✓ Transmitir energía hidráulica.
- ✓ Transmitir información sobre las formaciones perforadas.
- ✓ Mantener las características de las formaciones.

3.1.1.1 EFECTOS NO DESEADOS.

Los fluidos de perforación también generan efectos secundarios los cuales deben ser controlados continuamente. Estos efectos son los siguientes:

- Crear un ambiente corrosivo.
- Reducción de la velocidad de perforación.
- Presiones diferenciales de compresión y pistoneó.
- Pérdida de circulación.
- Aprisionamiento de la sarta de perforación.
- Erosión de las paredes del pozo.
- Retención de solidos indeseables.
- Desgaste de la bomba de lodo de perforación.
- Contaminación medio ambiental y del cemento.

3.1.2. PRODUCTOS COMUNES QUE SE EMPLEAN EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

En la preparación de los fluidos de perforación se utilizan comúnmente los siguientes productos para la formulación de los diferentes sistemas de lodos de perforación.

3.1.2.1. DENCIFICANTES.

Son materiales que cuando son disueltos o suspendidos en un líquido aumentan la densidad de éste. Estos se usan en el fluido de perforación para controlar las presiones de las formaciones y para controlar el derrumbe en áreas poco consolidadas.

Estos materiales deben de tener inactividad química, no debe de ser tóxico o peligroso para manejar. Generalmente los materiales que se usan como dencificantes son.

Tabla 3.2 Materiales Dencificantes.

Materiales	Ecuación Química	Gravedad Especifica	Nombre
Barita	SO ₄ Ba	4,2 – 4,5	Sulfato de Bario
Calcita	CO ₂ Ba	2,6 – 2,8	Carbonato de Calcio

Fuente. Mi Swaco

3.1.2.2. VISCOCIFICANTES.

Todo material que aumenta la resistencia a fluir de un fluido, es un Viscocificantes, sin embargo no todos cumplirán las necesidades específicas en un fluido de perforación.

Los Viscocificantes deben mejorar la habilidad de un fluido de perforación para remover los recortes del pozo o hueco y suspenden los demás sólidos durante las maniobras.

A continuación se nombra cuáles son los viscosificantes más utilizados:

Tabla 3.3. Viscosificantes más usados

Materiales	Componentes principales
Bentonita	Silicato de Aluminio y Sodio/Calcio
CMC	Derivado de la Goma Xántica
Goma Xanthan	Derivado de la Celuloso

Fuente. Mi Swaco

3.1.2.3. REDUCTORES DE FILTRADO.

Son productos que al agregarlos a los lodos cumplen la función de disminuir la cantidad de filtrado a la formación, así entonces tenemos:

- Almidones
- Dextrinas
- Productos derivados de la celulosa
- Carboximetil celulosa (cmc)

- Celulosa polianiónica (cpa)

3.1.2.4. MATERIALES PARA EL CONTROL DEL FILTRADO.

En el proceso de perforación la columna de fluido genera una presión hidrostática sobre las formaciones, las cuales la mayoría de las veces son permeables, esto produce que cierto volumen de filtrado migre hacia las formaciones.

Los materiales de control de filtrado tienen como finalidad reducir este volumen migratorio.

La pérdida de volumen de filtrado se controla comúnmente mediante dos procesos:

1. Se forma un revoque des-floculado sobre la pared del pozo, la cual forma una pared delgada poco permeable limitando la migración.
2. Si la fase líquida que se está forzando sobre las paredes del pozo es de alta viscosidad, el caudal de filtración se verá reducido.

Los materiales más usados para el control de la filtración son:

- Polímeros
- Almidones
- Adelgazantes Orgánicos.

3.1.2.5. MATERIALES ALCALINOS Y DEL CONTROL DE pH

Se necesita tener el pH en un rango óptimo para permitir tener el desempeño adecuado de otros aditivos. Además el control del pH como de la alcalinidad puede determinar la presencia de contaminantes.

Esto podría afectar la solubilidad o causar la precipitación de materiales como polímeros, lignosulfonatos, etc. El material más común para el control de pH, es: Soda Cáustica, entre otros.

3.1.2.6. MATERIALES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.

Los materiales de pérdida de circulación se los puede clasificar principalmente en tres:

1. Materiales fibrosos, como fibra de madera.
2. Materiales escamosos, como fragmentos de plástico.
3. Materiales granulares, como la cáscara de nuez.

3.1.2.7. MATERIALES LUBRICANTES.

Estos materiales se los usa con la finalidad de disminuir el arrastre y el torque en las operaciones de perforación. Estos productos crean una capa que recubre las superficies metálicas, reduciendo la fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo.

3.1.2.8. BACTERICIDAS

Inhiben o eliminan el crecimiento de bacterias y hongos. Estos productos se deben usar antes de que las bacterias se hayan extendido mucho y produzcan enzimas.

3.2. PROPIEDADES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

Para saber si un lodo está cumpliendo con las funciones para las cuales está diseñado, las normas API han establecido normas para medir las propiedades de los lodos usando una serie de instrumentos y métodos con los cuales podemos apreciar el comportamiento del lodo.

3.2.1. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD.

Se define densidad como el peso que tiene la unidad de volumen y puede expresarse en distintas unidades.

El propósito de la prueba es medir la densidad de un fluido.

El peso de un volumen de una mezcla de fluidos es obtenido usando un principio de equilibrio o balance.

La densidad de un fluido puede ser medido directamente de la escala de la balanza en: lb/gal, g/cm³.

Ejemplo = 12 lb/gal = 1.44 g/cm³

Balanza de lodos.

Se compone de una copa receptora del fluido muestra, que tiene una tapa con un orificio para evacuar el lodo remanente; consta además de sistema de nivel de burbuja; un brazo escala graduado; un contrapeso deslizante, un receptáculo de perdigones, para la calibración de la balanza y un soporte o pedestal de equilibrio de la balanza.

El brazo graduado puede llevar distintas escalas de lecturas según sean las unidades de trabajo.

Método:

- 1°. Se llena la copa de fluido teniendo mucho cuidado de no entrapar aire.
- 2°. Se coloca la tapa, el fluido remanente sale por el orificio de la tapa, se lava y se seca la balanza, y luego se coloca en el pedestal del equilibrio.
- 3°. Con el contrapeso deslizante se equilibra la balanza hasta que la burbuja quede en el centro del visor.
- 4°. Se procede a la lectura de la densidad según la escala escogida. La calibración de la balanza se hace con agua destilada a 20°C, cuyo valor debe ser de 1g/cc (8.34 LPG)

Figura 3.1. Balanza de lodos convencional



Fuente. Manual de perforación Bajo- balance 383

3.2.2. VISCOSIDAD.

La viscosidad es la medida de la resistencia interna al flujo, que tienen los líquidos.

La viscosidad se mide en segundos Marsh, que es el tiempo que un litro de fluido tarda en fluir a través del embudo Marsh.

Figura 3.2 Embudo y pocillo Marsh



Fuente. Manual de perforación Bajo- balance 383

Esta propiedad de los fluidos de control tendrá gran importancia para el acarreo de los recortes, que mejorará al aumentar la misma.

3.2.3. VISCOSIDAD PLÁSTICA, PUNTO CEDENTE Y GELES

El instrumento a usar es el viscosímetro rotacional o de FANN.

Figura 3.3 Modelo de laboratorio del medidor de V-G



Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. SWACO

Este instrumento se compone de:

- Cilindro giratorio
- Cilindro estacionario (bob).
- Resorte de restitución
- Dial de lectura directa
- Sistema de engranajes y perillas para cambio de velocidades
- Vaso contenedor de muestra del fluido.

Método:

- 1°. Se coloca el sistema de cilindro giratorio estacionario dentro del vaso conteniendo un fluido a analizar.
- 2°. Se coloca la palanca en posición de velocidad variable y con la manivela se hace girar el fluido a fin de homogeneizarlo.
- 3°. Se coloca la palanca en la posición de 600rpm, se hace girar el cilindro, donde se estabilice el dial se toma la medida a 600rpm.
- 4°. Se coloca la palanca en la posición 300rpm, se hace girar el sistema y se procede a la anotación de la lectura a 300rpm.

Viscosidad Plástica: V_p (cps) = L600 - L300

Punto cedente: P_c . (Lb/100f²) = L300 - V_p

Lectura del gel.

- 1°. Estando el lodo homogeneizado se controlan 10 segundos que el lodo este quieto.
- 2°. Con la perilla se procede a darle la velocidad de 3rpm
- 3°. En el dial se observara un incremento de la lectura hasta que la aguja llega a un máximo de, este valor es anotado como el gel inicial. El gel nos da una idea de la energía necesaria para iniciar el movimiento del fluido.

3.2.4. FILTRADO.

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de especificadas.

Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada.

La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Figura 3.4 Ejemplo de filtro prensa API.



Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. SWACO

3.2.5. CONTENIDO DE ARENA.

Instrumentos: El contenido de arena del lodo se calcula usando una malla de arena. La prueba de filtrado es de uso extendido en el campo, debido a lo sencillo de la operación.

Juego de determinación del contenido de arena.

Descripción: El juego de determinación del contenido de arena (ver la Figura 3.5) se compone de una malla de 2 ½ pulgadas de diámetro, de malla 200 (74 micrones), un embudo de tamaño que se ajusta a la malla y un tubo medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20%.

Figura 3.5 Juego para determinación del contenido de arena



Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. SWACO

Procedimiento.

1. Llenar de lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca señalada.
2. Añadir agua hasta la siguiente marca.
3. Tapar la boca del tubo con el pulgar y agitar enérgicamente.
4. . Verter la mezcla sobre la malla, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre la malla.
5. Repetir hasta que el agua de lavado esté clara. Lavar la arena retenida por la malla.
6. Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio.
7. Usando un chorro fino de agua pulverizada, enjuagar la malla para arrastrar la arena dentro del tubo.

- Esperar que la arena se asiente. Usando las graduaciones del tubo, leer el porcentaje de volumen de arena.

3.2.6. POTENCIAL-HIDRÓGENO (PH)

Es la medida de la acidez o alcalinidad de un fluido.

Figura 3.6 Palillos indicadores de pH.



Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. SWACO

Cuando se prepara un fluido base-agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas, cuyo resultado es un fluido ácido o alcalino.

La acidez o alcalinidad de un fluido de control, influye determinadamente en las propiedades del lodo, en la resistencia del gel, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado.

Medida del pH; existe una escala aceptada mundialmente para medir en el campo la acidez o alcalinidad de un lodo. La escala pH es el 1 al 14; en punto neutro indicado por el # 7; abajo de ese valor se consideran como ácidos, mientras que arriba del mismo hasta 14 se consideran alcalinos.

Figura 3.7 Orión o medidor de pH adecuado.



Fuente. Manual de fluidos de perforación M.I. SWACO

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. APLICACIÓN EN EL CAMPO

4.1.1. UBICACIÓN E INFORMACIÓN DEL POZO SEC-43D

El pozo direccional de desarrollo SEC-43D salió de la plataforma del pozo SEC-28, y se encuentra ubicado entre los pozos SEC-10, SEC-31, SEC-21, SEC-24 y SEC-18 en la parte sur de la estructura secoya, y los reservorios productores de interés son las arenisca U y T.

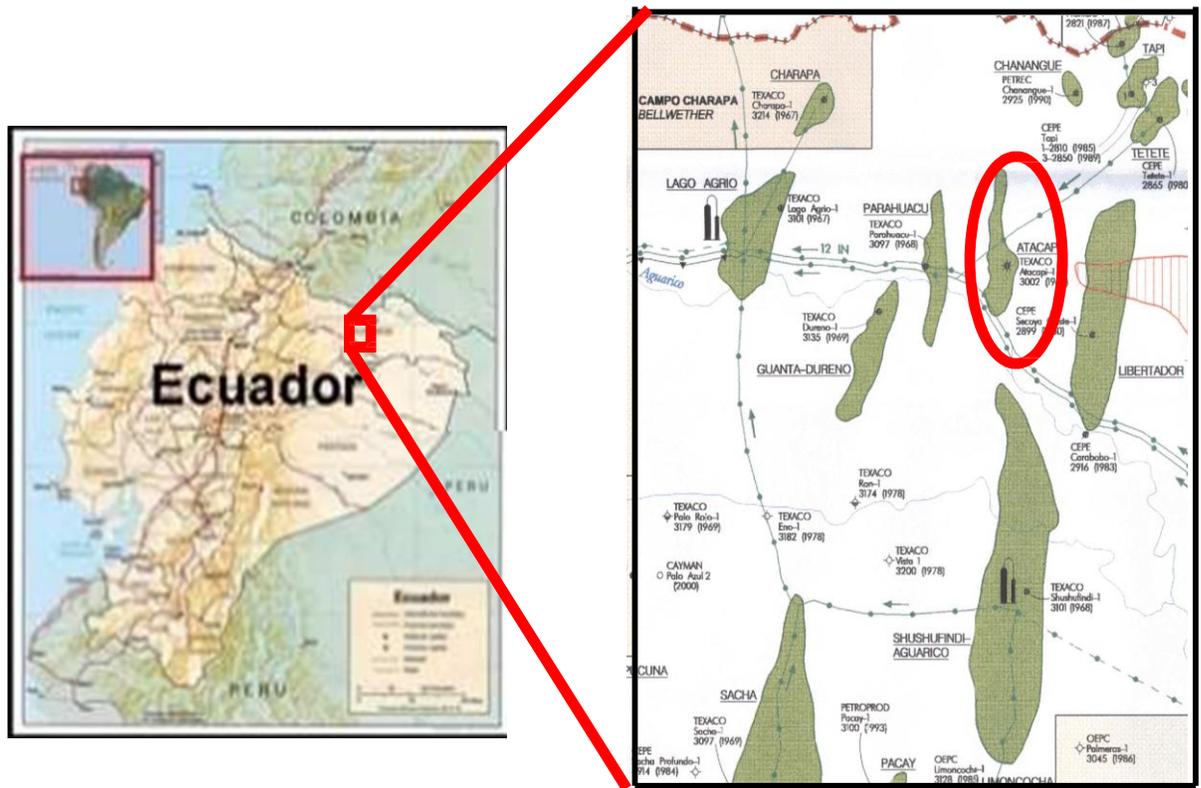


Figura 4.1 Ubicación del campo libertador.

Fuente. PARDALISERVICE S.A. (PSSA). Informe final SEC-43D

4.1.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO SEC-43D.

El pozo secoya 43D es un pozo direccional de desarrollo tipo "S", que se encuentra entre las coordenadas superficiales de:

X	329.611,94 m
Y	9.999.320,83 m

Elevación del terreno 886,5 psnm

Elevación de la meza rotaria 35,85 ft.

Coordenadas objetivo.

X	323.185,03 m
Y	9.999.232,61 m

Profundidad final perforada. 9.809 ft MD/ 9.544 ft TVD

Azimuth @ Fondo 355,53°

Inclinación máxima. 26,50 en 3.401 ft MD.

Formaciones objetivos.

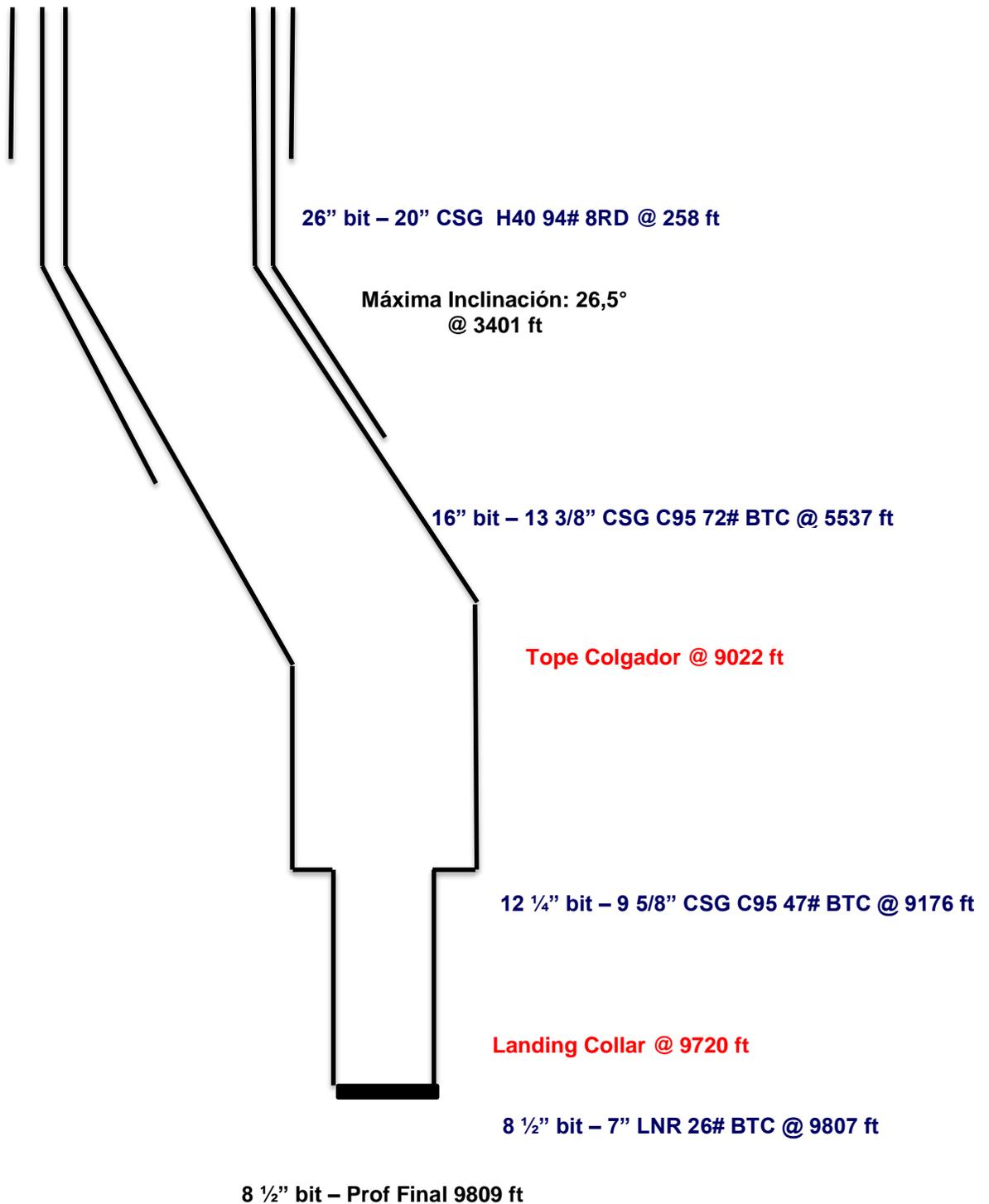
FM interés primario	Arenisca U y T
FM de interés secundario	Basal Tena

El objetivo principal de este pozo fue probar la existencia de acumulaciones de petróleo y dejar en producción los reservorios Arenisca U y Arenisca T, adicionalmente se buscaba probar acumulaciones de petróleo en la arenisca Basal Tena así como adquirir mayor información que permita actualizar el modelo geológico del campo.

FIGURA 4.2 Diseño mecánico del pozo.

Estado Mecánico Final - Perforación

Pozo: SECOYA 43D



4.1.2.1. OPERACIONES EJECUTADAS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO SECOYA 43D.

4.1.2.2. SECCIÓN DE 26 (in)

Se armó BHA # 1 con 26 (in) XR + C Triconica de dientes, IADC 115, con arreglo de jets de 4 x 15 de la cía. Smith Bits y se perforó hasta 170' con parámetros normales de 140-250 gpm; 40-70 rpm; 50 psi y 3-5 klbs torque.

El ROP en promedio fue de 23 a 30 pph cayendo hasta 15 pph, por lo que se decide hacer viaje a superficie para revisar BHA.

Se verificó broca embolada, se limpió y se regresó al fondo perforando normal con lodo nativo de 8,4 – 8,7 ppg hasta 258 ft punto de Casing, con una ROP promedio final de 17,2 pph.

Se revisó broca en superficie con una calificación de desgaste de 1-1-WT-A-E-I-NO-TD. Se circuló el pozo y se realizó maniobras de calibre previas a la entubación. Se bajaron en total 7 jts de 20" CSG H-40 94# 8RD soldando juntas entre Coupling y pin del Casing.

4.1.2.3. PERFORACIÓN SECCIÓN 16 (in)

Se inició la perforación de la sección de 16" con sistema de lodo Agua gel/NCA, trabajando con densidades entre 8,7 ppg y 10,2 ppg. Arma BHA # 2 con broca PDC de la cía Smith de 16" SDi519MHPX con arreglo de jets de 5x12 + 5x13 y ensamblaje direccional de la Cía. Weatherford.

4.1.2.4. PERFORACIÓN SECCIÓN 12 ¼ (in).

Se armó BHA # 3 con broca de 12 ¼ (in) PDC MSi519HSPX con arreglo de jets 4x13 + 3x14 y ensamblaje direccional, bajando hasta 5.491 ft tope del collar flotador.

Rotaron elementos y limpiaron cemento hasta 5.522 ft y se realizó prueba de Casing con 1000 psi por 10 min.

Rotó zapato de 13 3/8" y perfora 10 ft de formación nueva hasta 5-547 ft, realiza cambio de fluido y circula homogenizando el sistema con lodo Max Drill G de 10,2 ppg. Realizó FIT con 600 psi dando un equivalente de densidad de 12,2 ppg.

4.1.2.5. PERFORACIÓN SECCIÓN 8 ½ (in)

Armó y bajó BHA #5 con broca PDC MDi619LBPX y ensamblaje direccional y se constató tope de cemento en 9.089', limpiaron cemento hasta 9.150 ft y realizaron prueba de casing positiva con 1500 psi por 10 min.

Siguieron rotando zapata de 9 5/8 (in) y 10 ft de nueva formación hasta 9.186 ft, circularon cambiando lodo de 10,5 ppg por lodo nuevo de 8,8 ppg y realizó FIT a 11,6 ppg equivalentes con 1.300 psi de presión.

Continuaron perforando hasta 9.335 ft, circularon y acondicionaron el pozo tomando muestras en superficie para garantizar el tope de la Fm "U" inferior. Circularon fondo arriba y sacaron herramienta hasta superficie para cambiar a BHA para toma de Cores.

PDC mostro desgaste de 0-1-WT-S-X-I-CT/HC-CP con un performance promedio de 28,91 pph. Armaron BHA # 6 con broca LC-11 + STB + barril + STB + barril + STB de la Cía. Inserpetro para tomar núcleos.

Bajaron herramientas hasta 9.335 (ft), lanzaron bola de 1 ¾ (in) y desplaza la misma. Inicia perforación para toma de núcleos desde 9.335' hasta 9.393,5 ft donde ya no se obtuvo avance. Total Core recuperado 58,5(ft). ROP promedio en la toma de núcleo 4,14 pph

4.2. SURVEYS FINALES.

Tabla. 4.1. Surveys del pozo SEC-43D

MD (ft)	Inc.(Grados)	Az.(Grados)	TVD (ft)	DLS (Grados/100ft)
0	0	0	0	0
355	0.62	342.1	334.99	0.19
426	0.86	10.87	425.99	0.48
518	1.38	281.35	517.97	1.76
609	2.41	247.93	608.93	1.62
733	4.13	257.17	732.72	1.45
823	5.37	258.05	822.41	1.38
927	7.57	261.77	925.74	2.15
1023	9.16	261.44	1020.72	1.66
1118	10.82	257.57	1114.27	1.88
1214	13.23	256.91	1208.16	2.51
1309	15.17	258.96	1300.25	2.11
1406	16.64	258.51	1393.54	1.52
1502	17.4	259.03	1485.33	0.81
1598	18.72	258.68	1576.6	1.38
1693	19.91	256.42	1666.25	1.48
1787	21.53	253.79	1754.17	1.99
1881	23.41	253.13	1841.03	2.02
1976	25.52	255.64	1927.5	2.48
2072	26.29	259.19	2013.86	1.8

2166	26.48	261.34	2098.07	1.04
2262	26.07	260.69	2184.15	0.52
2357	26	260.56	2269.51	0.1
2452	26.08	259.96	2354.87	0.29
2548	26.23	260.47	2441.04	0.28
2642	25.9	260.4	2525.48	0.35
2739	25.81	260.54	2612.77	0.11
2833	25.86	259.92	2697.37	0.29
2929	25.36	259.36	2783.94	0.58
3023	25.64	259.02	2868.78	0.34
3117	25.83	258.52	2953.46	0.31
3212	26.04	259.11	3038.89	0.35
3307	26.22	258.34	3124.18	0.4
3401	26.5	258.26	3208.41	0.3
3592	26.44	258.32	3294.34	0.07
3686	24.35	258.89	3380.16	2.21
3779	22.07	259.95	3466.55	2.47
3872	21	257.24	3553.06	1.57
	19.6	254.54	3640.28	1.81
3967	19.42	255.13	3729.83	0.28

Fuente. PARDALISERVICE S.A. (PSSA). Informe final SEC-43D

Tabla 4.2 Surveys del pozo SEC-43D

MD (ft)	Inc (Grados)	Az (Grados)	TVD (ft)	DLS (Grados/100ft)
4064	17.59	251.93	3821.81	2.16
4159	15.98	252.94	3912.76	1.72
4254	15.21	255.49	4004.26	1.09
4348	14.1	257.02	4095.2	1.25
4443	11.99	257.67	4187.75	2.23
4537	11.85	258.37	4279.72	0.21
4632	10.94	258.94	4372.85	0.97
4728	10.19	256.22	4467.22	0.94
4824	9.3	259.84	4561.83	1.13
4919	7.16	255.65	4655.85	2.34
5015	5.78	251.82	4751.24	1.51
5110	3.97	250.7	4845.89	1.91
5205	2.68	249.11	4940.73	1.36
5299	1.71	269.9	5034.66	1.32
5393	1.06	252.04	5128.63	0.82
5468	0.86	235.37	5203.62	0.46
5482.23	0.84	238.13	5217.85	0.33
5580	0.75	260.46	5315.61	0.33
5674	0.86	253.07	5409.6	0.16
5770	0.53	251.59	5505.59	0.34
5865	0.37	246.05	5600.59	0.17
5961	0.33	182.93	5696.59	0.38
6056	0.49	233.45	5791.59	0.4
6064.26	0.48	230.74	5799.85	0.3
6152	0.45	197.6	5887.58	0.3
6247	0.33	247.59	5982.58	0.37

6342	0.31	237.06	6077.58	0.07
6437	0.24	231.76	6172.58	0.08
6532	0.42	163.5	6267.58	0.42
6627	0.13	184.81	6362.58	0.32
6722	0.29	115.06	6457.58	0.29
6818	0.42	141.55	6553.57	0.21
6913	0.24	176.73	6648.57	0.28
7009	0.13	146.81	6744.57	0.15
7104	0.46	99.96	6839.57	0.4
7200	0.06	127.96	6935.57	0.42
7296	0.33	103.19	7031.57	0.29
7392	0.08	343.85	7127.57	0.39
7486	0.21	152.1	7221.57	0.31

Fuente. PARDALISERVICE S.A. (PSSA). Informe final SEC-43D

Tabla. 4.3. Surveys del pozo SEC-43D

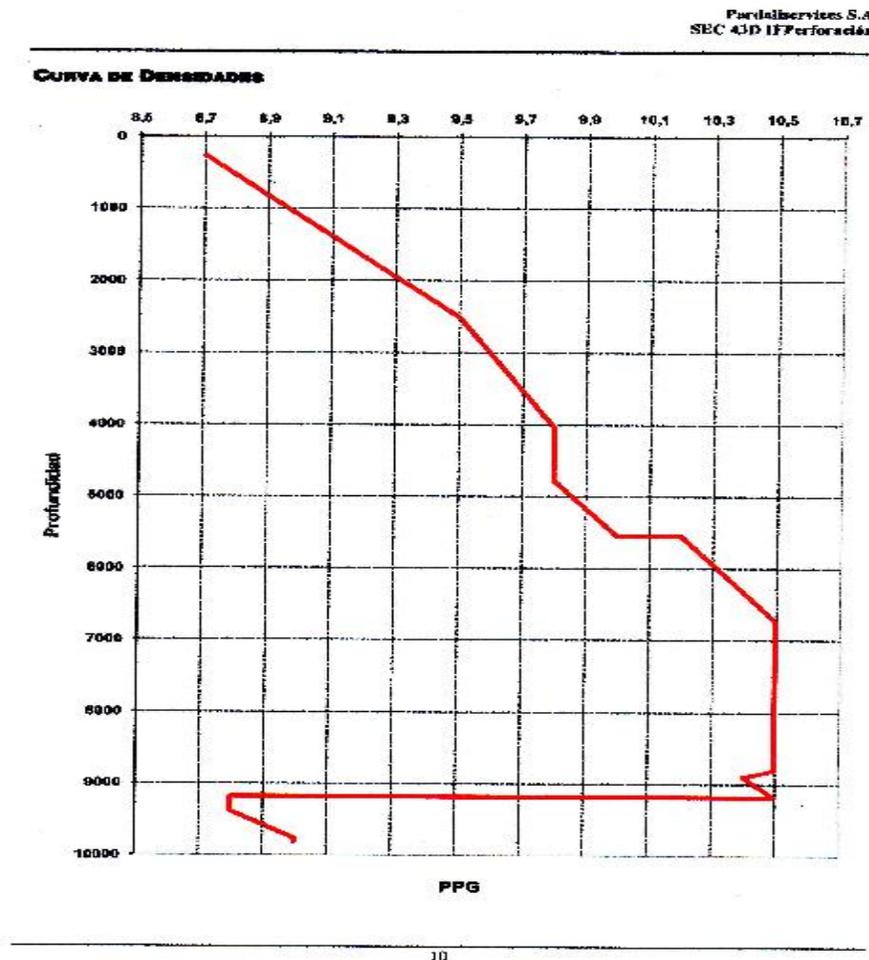
MD (ft)	Inc (Deg)	Az (Deg)	TVD (ft)	DLS (deg/100ft)
7678	0.29	45.23	7413.57	0.27
7773	0.06	249.69	7508.57	0.36
7869	0.11	119.78	7604.57	0.16
7964	0.4	27.05	7699.57	0.44
7982.28	0.4	35.04	7717.85	0.3
8059	0.46	65.49	7794.56	0.3
8155	0.36	11.63	7890.56	0.4
8249	0.25	45.91	7984.56	0.22
8345	0.56	73.63	8080.56	0.37
8441	0.23	68.21	8176.56	0.35
8537	1.17	259.61	8272.55	1.45
8622.33	1.64	266.12	8357.85	0.58
8632	1.69	266.63	8367.52	0.58
8649.34	1.64	265.19	8384.85	0.38
8728	1.42	257.38	8463.48	0.38
8824	0.85	250.03	8559.47	0.61
8919	0.59	256.09	8654.46	0.28
9015	0.33	283.07	8750.45	0.35
9111	0.4	304.09	8846.45	0.16
9155.4	0.33	309.52	8890.85	0.18
9205	0.25	319.25	8940.45	0.18
9222.4	0.24	303.99	8957.85	0.38
9238.4	0.24	289.42	8973.85	0.38
9271	0.29	264.67	9006.45	0.38
9290.4	0.29	282.87	9025.85	0.47

9328.4	0.37	311.65	9063.85	0.47
9398	0.63	335.74	9133.45	0.47
9432.41	0.68	333.85	9167.85	0.17
9494	0.78	331.12	9229.44	0.17
9494.41	0.78	331.15	9229.85	0.1
9542.41	0.76	334.36	9277.85	0.1
9591	0.74	337.79	9326.43	0.1
9592.42	0.74	337.52	9327.85	0.27
9667.42	0.69	321.81	9402.85	0.27
9687	0.69	317.47	9422.42	0.27
9745	0.59	353.82	9480.42	0.71
9809	0.48	355.53	9544.42	0.17

Fuente. PARDALISERVICE S.A. (PSSA). Informe final SEC-43D

El pozo se perforó direccionalmente con un perfil tipo S, alcanzando un ángulo máximo de inclinación de 26.5°

Figura. 4.3 Curva de densidades del pozo SEC-43D



Informe final SEC-43D

FUENTE. PARDALISERVICE S.A. (PSSA). INFORME FINAL SEC-43D

4.2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN CADA UNA DE LAS SECCIONES DEL POZO.

4.2.1.1. SECCIONES DEL POZO.

El pozo secoya 43D fue perforado en tres secciones, las cuales se indican en la tabla 4.1.

TABLA. 4.4 DATOS DE LAS SECCIONES DEL POZO SECOYA-43D

Diámetro del agujero en pulgadas. (in)	Diámetro de revestimiento (in)	Profundidad medida. (ft)	Profundidad vertical verdadera (ft)	Angulo de desvió. (grados)
16	13 ³ / ₈	5.537	5.266	26,08
12 ¹ / ₄	9 ⁵ / ₈	9.176	8.812	1,42
8 ¹ / ₂	7	9.809	9.545	0,49

REALIZADA. POR: Fernando Cedeño

FUENTE: Pardaliservice S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D

4.2.1.2. ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN CADA SECCIÓN DEL POZO SECOYA 43D

BHA No. 1

Se Perforó el hoyo de 26 (in) desde 43 ft hasta 258 ft.

No	Cantidad	Descripción	OD (in)	ID (in)	Long (ft)	Total (ft)
1	1	26" XR+C	26.00	4.00	2.20	2.20
2	1	Bit Sub	9.125	3.125	4.00	6.20
3	1	Drill collar	8.250	2.900	30.79	36.99
4	2	Drill collar	8.125	3.000	59.54	96.53
5	1	Cross over	7.375	2.750	2.70	99.23
6	6	HWDP	6.50	3.00	181.13	280.36

TABLA. 4.5 BHA Sección de 26"

Realizada por: Fernando Cedeño

Fuente. Smith Bits

La Broca perforó 215 ft con BHA convencional #1, obtuvo un ROP promedio de 12.2 ft/h en 12.5 hrs y ROP efectivo de 19.1 ft/hr en 11.28 hrs.

BHA No 2.

Se perforó el hoyo de 16 (in) desde 258 ft hasta 5537 ft.

Tabla 4.6 BHA Sección Superficial

No	Cantidad	Descripción	OD (in)	ID (in)	Long (ft)	Total (ft)
1	1	16"SDI519MHPX	16.000	37.50	1.10 ft	1.10 ft
2	1	PDM9 5/8" LE7857	9.625	7.000	30.27 ft	31.37 ft
3	1	Float Sub	9.625	3.000	3.73 ft	35.10 ft
4	1	I.B STAB 15"	9.500	3.000	6.53 ft	41.63 ft
5	1	NM MULE SHOE	9.500	3.063	4.32 ft	45.95 ft
6	1	NMDC EM-PP MWD	9.625	4.000	28.77 ft	74.72 ft
7	1	NMDC	9.313	3.500	30.740	105.46 ft
8	1	x/o	9.000	2.875	2.93 ft	108.39 ft
9	1	8" DC	8.250	2.813	30.49 ft	138.88 ft
10	18	x/o SUB	7.875	2.813	3.51 ft	142.39 ft
11	10	5" HWDP	4.000	3.000	606.18 ft	748.57 ft
12	1	DRILLING JAR	6.500	2.750	32.64 ft	780.81 ft
13	4	5" HWDP	5.00	3.00	121.19 ft	902.00 ft

Realizada por: Fernando Cedeño

Fuente. Smith Bits

Se perforó 5279 ft, se obtuvo un ROP promedio de 65.6 ft/hr en 80.5 hrs y un ROP efectivo de 90.8 ft/hr en 58.15 hrs.

- Deslizado: 1123 ft (21.3%) en 36.78 hrs (63.37%), ROP rotando de 194.5 ft/h.
- Rotando: 4156 ft (78,7%) en 21.37 hrs (36,7%), ROP deslizando de 30.5 ft/h.

BHA. No 3

Se perforó el hoyo desde 5.537 ft hasta 8.806 ft.

Tabla 4.7 BHA Sección Intermedio

No	Cantidad	Descripción	OD (in)	ID (in)	Long (ft)	Total (ft)
1	1	12 ¼ MSi519HPX	12.259	3.750	1.20	1.30
2	1	PDM 8" LE 6740	8.000	N/A	26.05	27.25
3	1	FLOAT Sub	8.000	3.750	3.42	30.67
4	1	I.B. 12" Stabilizer	8.000	2.750	6.33	37.00
5	1	Mule Shoe	8.000	3.000	4.27	41.27
6	1	Monel (Empp)	8.000	3.250	30.29	71.56
7	1	Monel	8.000	2.250	30.25	101.81
8	1	8" DC	8.250	2.813	30.48	132.30
9	1	X/O Sub	7.875	2.813	3.51	135.81
10	20	5" HWDP	5.000	3.000	606.18	741.99
11	1	Drilling Jar	6.560	2.750	32.29	774.23
12	4	5" HWDP	5.000	3.000	121.19	895.42

Realizado Por: Fernando Cedeño

Fuente. Smith Bits

Broca perforó 3,269 ft con BHA #3 direccional, obtuvo un ROP efectivo de 54.2 ft/hr en 60.32hrs. ROP promedio de 43.01ft/h en 76 hrs.

- Rotando 3187 ft en 55.55 hrs, obtuvo un ROP rotando de 57.4 ft/h.
- Se deslizó 82 ft en 4.77 hrs, obtuvo un ROP deslizando de 17.2 ft/h.

BHA. No 4.

Se perforó el hoyo desde 8.806 ft hasta 9.176 ft.

Tabla. 4.8 Sección Intermedio II

No	Cantidad	Descripción	OD (in)	ID (in)	Long (ft)	Total (ft)
1	1	12 ¼" MSi19HSPX	12.259	3.750	1.20	1.20
2	1	PDM 8" LE 6740	8.000	N/A	26.05	27.25
3	1	FLOAT Sub	8.000	3.750	3.42	30.67
4	1	I.B. 12" Stabilizer	8.000	2.750	6.33	37.00
5	1	Mule Shoe	8.000	3.000	4.27	41.27
6	1	Monel (Empp)	8.000	3.250	30.29	71.56
7	1	Monel	8.000	3.250	30.25	101.81
8	1	8" DC	8.250	2.813	30.49	132.30
9	1	X/O Sub	7.875	2.813	3.51	135.81
10	20	5" HWDP	5.000	3.000	606.18	741.99
11	1	Drilling Jar	6.500	2.750	32.24	774.23
12	4	5" HWDP	5.000	3.000	121.19	895.42

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Smith Bits

Se rotó 370 ft en 6.92 hrs, obtuvo un ROP rotando de 53.5 ft/h.

La broca perforó 370 ft con BHA #4 direccional, obtuvo un ROP efectivo de 53.5 ft/hr en 6.92 hrs y un ROP promedio de 41.11 ft/h en 9hrs.

BHA. No 5.

Se perforó el hoyo desde 9.176 pies hasta 9.335 ft.

Tabla.4.9 BHA Sección de producción

No	Cantidad	Descripción	OD (in)	ID (in)	Long (ft)	Total (ft)
1	1	8 ½ MDi619LBPX	8.500	2.500	82	82
2	1	PDM6¾LE6750	6.750	N/A	26.37	27.19
3	1	Float Sub W/Valve	6.750	2.875	3.35	30.54
4	1	Stebilizer 8¼	6.500	2.813	6.99	37.53
5	1	Mule Shoe	6.500	3.063	3.62	41.15
6	1	Monel(MWDPP)	6.813	2.688	29.94	71.09
7	1	Monel	6.813	2.688	30.65	101.74
8	1	Cross Over	6.250	2.750	1.63	103.37
9	1	6 ½ DC	6.250	2.750	30.03	133.40
10	1	Cross Over	6.250	2.750	1.63	135.03
11	20	5" HWDP	5.000	3.000	606.18	741.21
12	1	Drilling Jar	6.750	2.750	32.24	773.45
13	4	5" HWDP	5.00	3.00	121.19	894.64

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Smith Bits

Se perforó 159 ft con BHA #6 direccional, obtuvo un ROP efectivo de 34.8 ft/hr en 4.57 hrs y un ROP promedio de 28.9 ft/h en 5.5 hrs.

4.2.2. OPERACIONES DE CORRIDA DE BROCA Y DATOS HIDRÁULICOS

4.2.2.1 Sección superficial de 26 (in).

Se armó BHA#1 convencional con broca de 26" XR+C_PR1130, con boquillas (4x15), TFA: 0.69 in², se perforó hoyo de 26" desde 43ft hasta 96 ft, iniciando con los siguientes parámetros: 140gpm, (40- 50) rpm, (6-8) Klbs, (3-5) Kft-lb, 10 psi.

Continuaron perforando a partir de 96 ft hasta 170 ft incrementando parámetros como sigue: (150- 250) gpm, (70-50) rpm, (10-16) Klbs, (3-5) Kft-lb, (10-100) psi, no se pudo aplicar más revoluciones por vibraciones de la sarta en superficie.

Se observó bajo ROP, se decidió sacar a superficie para chequear y limpiar.

Se continuó perforando desde 170 ft hasta 258 ft con: 370 gpm, 130 rpm, (16-18) Klbs, (3-4) Klbs-ft, 150 psi.

Alcanza TD @ 258 ft. Bombearon píldora, sacaron tubería hasta superficie sin problemas.

En La siguiente tabla se presentan los datos de todas las variables que se presentaron en la corrida de la broca.

Tabla. 4.10 Datos Broca

Broca No	1
Corrida No.	1
Tamaño	26 (in)
Tipo	XR+C
Serie No.	PR 1130
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	115
Modo rotacional	215 ft
Modo Deslizando	0,0 ft
ROP Rotando	19.1 ft/hr
ROP Deslizando	0,0 ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.11 Datos de corrida

Profundidad de entrada	43 ft
Profundidad de salida	258 ft
Piesaje	215 ft
HRS (efectivas)	11.28 hrs
ROP (efectivo)	19.1 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	6-18
Torque	3-5
RPM (rotación)	50rpm-130rpm
RPM (motor)	N/A
Angulo (en/sal)	
Azimut (en/sal)	

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.12 Datos hidráulicos

Tipo de lodo	Nativa
Peso del lodo	8.7 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	2-4
Galonaje	140 gpm-370 gpm
Presión	50 psi-150 psi
Boquillas	4x15
ATF	0.69 in ²

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.13 Datos geológicos

Formación	Tope	Perforado	Tiempo hr	ROP ft/hr
Cuaternario	43	215 ft	11.28	19.06

Fuente. Smith Bits

4.2.2.2. Sección superficial 16 (in)

Se armó broca 16" SDi519MHPX_JE5615 con BHA#2 direccional, boquillas (5x12+3x13), TFA: 0,941.

Iniciaron perforación de la sección de 16 (in), perforaron cemento y equipo de flotación con los siguientes parámetros: 600gpm, 40rpm, (2-6) Klbs, (2-5) Kft-lb, 500psi a 225ft.

Se perforó, incrementando paulatinamente 50gpm en cada parada hasta 1,219ft (100gpm), para no inducir fractura de formación, aplicaron diferencial de presión máximo 300psi, aplicando peso sobre la broca: (2-15) klbs.

Continuaron perforando desde 1,219 ft hasta 5,537 ft con: (780-1000) gpm, (2400-3800) psi, (14-30) klbs, (7-22) Kft-lbs, Dif. Pb: (200-300) psi.

A una profundidad de 500 ft empezaron a construir (KOP), con el fin de alcanzar un ángulo de 25.77 y mantener la tangente hasta 3,563ft donde se empezaron a tumbar hasta llegar a 0° 5,537 ft TD.

En La siguientes tablas se presentan los datos de todas la variables que se presentaron en la corrida del trepago.

Tabla 4.14 Datos Brocas

Broca No	2
Corrida No.	1
Tamaño	16 “
Tipo	SD1519MHPX
Serie No.	JE5615
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	5123
Modo rotacional	4156 ft
Modo Deslizado	1123 ft
ROP Rotando	194.5 ft/hr
ROP Deslizado	30.5 ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.15 Datos de corrida

Profundidad de entrada	258 ft
Profundidad de salida	5579 ft
Piesaje	5279 ft
HRS (efectivas)	58.15 hrs
ROP (efectivo)	90.8 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	2-30
Torque	2-22
RPM (rotación)	40rpm-70rpm
RPM (motor)	112rpm-190rpm
Angulo (en/sal)	0.62°-0.86°
Azimut (en/sal)	67°-235.37°

Fuente. Smith Bits**Tabla 4.16** Datos Hidráulico.

Tipo de lodo	Gel Nitrato de Calcio
Peso del lodo	8.7 ppg-9.5 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	4-14-4-14
Galonaje	600 gpm-1.000 gpm
Presión	700 psi-3.800 psi
Boquillas (1/32")	(5x12+5x13) / 32"
ATF	0.941 in ²

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.17 Datos Geológicos.

Formación	Tope	Perforado	Tiempo hr	ROP ft/hr
Indiferenciado	258	5279 ft	58.17	90.78
	5537			

Fuente. Smith Bits

4.2.2.3. Sección intermedia 12 (in).

Armaron BHA #3 direccional con broca PDC 12.25" MSi519HSPX_JF5121, con boquillas (4x13+3x14), TFA: 0,969. Inicia perforación de sección de 12.25", se perforó cemento (5,362ft) y equipo de flotación (5,491ft) con los siguientes parámetros, (450) gpm, 40rpm, (3-8) Klbs, (10-12) Kft-lb, 1200psi. Cambiaron lodo de perforación.

Continuaron perforando desde 5,537(ft) hasta 5,640(ft) con los siguientes parámetros: (460-760)gpm,(40-55)rpm, (8-30) Klbs, (10-12)Kft-lb, (1000-1400)psi. Desde 5,640 (ft) perforó con: 900 gpm, 70 rpm, (18-30) Klbs, (10-18) Kft-lb, 3800psi

Desde 6,310(ft) hasta 6,526(ft) controlaron parámetros para atravesar conglomerado Superior de Tiyuyacu: 620gpm, 40rpm, (5-8) Klbs, (10-15) Kft-lb.

Al haber confirmado por muestras la salida del conglomerado superior continuaron perforando con parámetros normales: 850 gpm, 60 rpm, (18-30) Klbs, (10-18) Kft-lb, (3400+300) psi.

Desde 7,310(ft) hasta 7,820(ft) controlaron parámetros para atravesar conglomerado Inferior de Tiyuyacu: 610 gpm, 40 rpm, (8-16) Klbs, (10-15) Kft-lb, (2000+200) psi, a 7,424 ft se observa "Drilling Break" peso sobre la broca cae a cero, a partir de esta profundidad trabaja con diferencial de 100 psi tratando de

mantener constante parámetros en paquetes arcillosos y conglomeráticos. Continúa perforando con: (820- 850) gpm, 60 rpm, (20-32) Klbs, (15-19) Kft-lb, (3550+300) psi.

Desde 7,950ft hasta 7,991ft controlaron parámetros para atravesar lente conglomerático: 660gpm, 40rpm, (12-14) Klbs, (13-18)Kft-lb, (2500+100) psi. Continúa perforando con: 830gpm, 60rpm, (22-30) Klbs, (14-19) Kft-lb, (2500+100) psi.

La Broca perforó un total de 540 ft de conglomerado:

TABLA. 4.18 Datos del conglomerado

	TOPE (ft)	BASE (ft)	INTERVALO (ft)	HRS	ROP ft/hr
Conglomerado Superior	6,312	6,430	118	2.88	41.03
Conglomerado Intermedio	7,154	7,188	34	1.07	31.85
Conglomerado Inferior	7,424	7,778	354	13.91	25.45
Lente de Conglomerado	7,950	7,984	34	1.09	31.07

Fuente. Smith Bits

Realizado por: Fernando Cedeño

Desde 8,620 ft hasta 8,675 ft controlaron parámetros para atravesar la arena de Basal Tena: 700 gpm, 40 rpm, (12-14) Klbs, (13-18) Kft-lb, (2500+100) psi. Desde 8,675ft hasta 8,806 ft en Napo varía parámetros para obtener mejor ROP sin obtener los resultados esperados, saca BHA #3, por baja rata de penetración. A continuación se detallan las diferentes variables ejecutadas durante la perforación de esta sección.

Tabla 4.19 Datos de brocas

Broca No	3
Corrida No.	1
Tamaño	12 ¼ in
Tipo	MSi519HSPX
Serie No.	JF5121
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	M223
Modo rotacional	3187 ft
Modo Deslizando	82 ft
ROP Rotando	57.4 ft/hr
ROP Deslizando	17.2 ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.20 Datos de corrida.

Profundidad de entrada	5537 ft
Profundidad de salida	8806 ft
Piesaje	3269 ft
HRS (efectivas)	60.32 hrs
ROP (efectivo)	54.2 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	4-35
Torque	14-24
RPM (rotación)	40rpm-70rpm
RPM (motor)	104rpm-153rpm
Angulo (en/sal)	0.86°-1.42°
Azimut (en/sal)	235.37°-257.38°

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.21 Datos hidráulicos.

Tipo de lodo	Max DRILL-G
Peso del lodo	10.5 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	12-20
Galonaje	610 gpm-900 gpm
Presión	2.000 psi-3.800 psi
Boquillas (1/32")	(4x13+3x14) / 32"
ATF	0.969 in ²

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.22 Datos Geológicos.

Formación	Tope (ft)	Perforado (ft)	Tiempo hr	ROP ft/hr
ORTEGUAZA		518	4.23	122.46
TIYUYACU	6055	1929	37.23	51.81
TENA	7989	640	11.35	56.39
BASAL TENA	8624	27	1.18	22.88
NAPO	8651	155	6.33	24.49

Fuente. Smith Bits

4.2.2.4. Sección intermedia 12 ¼ (in) II

Se armó BHA #4 direccional con broca PDC 12 1/4" Mi519HSPX_JY-6626, con boquillas (5x14+2x15), TFA: 1,097.

Desde 5,456 ft, baja con bomba y rotaria: 40 rpm, 600 gpm hasta llegar a 8,806 ft.

Inicia perforación desde 8,806 ft hasta el TD 9,176ft, con: 700 gpm, (60-70) rpm, (10-18) Klbs, (14-20) Kft-lb, (3000+250) psi.

A continuación se detallan las diferentes variables ejecutadas durante la perforación de esta sección.

Tabla. 4.23 Datos Broca

Broca No	4
Corrida No.	1
Tamaño	12 ¼ "
Tipo	Mi519HSPX
Serie No.	JY6626
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	M123
Modo rotacional	370 ft
Modo Deslizando	ft
ROP Rotando	53.5 ft/hr
ROP Deslizando	ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.24 Datos de corrida

Profundidad de entrada	8806 ft
Profundidad de salida	9176 ft
Piesaje	370 ft
HRS (efectivas)	6.92 hrs
ROP (efectivo)	53.5 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	10-28
Torque	15-24
RPM (rotación)	60 rpm
RPM (motor)	136 rpm -119 rpm
Angulo (en/sal)	1.42°-0.4°
Azimut (en/sal)	257.38°-304.9°

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.25 Datos Hidráulico.

Tipo de lodo	Max DRILL-G
Peso del lodo	10.5 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	19-26
Galonaje	800 gpm-700 gpm
Presión	3.000 psi-3.700 psi
Boquillas (1/32")	(5x14+2x15) / 32"
ATF	1.097 in ²

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.26 Datos Geológicos.

Formación	Tope (ft)	Perforado (ft)	Tiempo hr	ROP ft/hr
NAPO	8806	370 ft	6.92	53.42

Fuente. Smith Bits

4.2.2.5. Sección de producción.

Armaron BHA #5 direccional con broca PDC 8.5"MDi619LBPX_JE3112, con boquillas (2x11+4x12), TFA: 0,627.

Iniciaron perforación de sección de 8.5", limpio cemento a 9,087ft y collar flotador a 9,089ft con los siguientes parámetros, 350 gpm, 40 rpm,(2-6) Klbs, (15-17)

Kft-lb, 1500psi.

Cambiaron lodo de perforación MAX DRILL-G de 10.5 ppg por MAX DRILL-C de 8.8 ppg. Continuaron perforando desde 9,187 ft hasta 9,335 ft con los siguientes parámetros: 400 gpm, 40 rpm, (20-22)Klbs, (14-18)Kft-lb,(1100+300) psi.

A 9,335 ft circularon fondo arriba, determinaron punto de core. Sacaron hasta superficie para hacer toma de Core.

A continuación se detallan las diferentes variables ejecutadas durante la perforación de esta sección.

Tabla. 4.27 Datos Brocas

Broca No	5
Corrida No.	1
Tamaño	8 ½ “
Tipo	MDi619LBPX
Serie No.	JE 3112
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	M123
Modo rotacional	159 ft
Modo Deslizado	ft
ROP Rotando	34.8 ft/hr
ROP Deslizado	ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.28 Datos de Corrida.

Profundidad de entrada	9176 ft
Profundidad de salida	9335 ft
Piesaje	159 ft
HRS (efectivas)	4.57 hrs
ROP (efectivo)	34.8 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	8 - 22
Torque	14 - 19
RPM (rotación)	40 rpm
RPM (motor)	116 rpm
Angulo (en/sal)	0.4° - 0.29°
Azimut (en/sal)	304.9° - 264.67°

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.29 Datos Hidráulicos

Tipo de lodo	Max DRILL-C
Peso del lodo	8.8 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	10-19
Galonaje	400 gpm
Presión	1.600 psi
Boquillas (1/32")	(2x11+4x12) / 32"
ATF	0.627 in ²

Fuente. Smith Bits

Tabla 4.30 Datos Geológicos.

Formación	Tope (ft)	Perforado (ft)	Tiempo hr	ROP ft/hr
NAPO	9176	159 ft	4.57	34.79

Fuente. Smith Bits

4.2.2.6. Sección de producción II.

Armaron BHA #6 direccional con broca PDC 8.5"MDi619LBPX_JE3112, con boquillas (2x11+4x12), TFA: 0,627.

Desde 9,219ft hasta 9,393ft bajaron repasando (Intervalo de core 9,335 ft-9,393 ft) con los siguientes parámetros: 400 gpm, 50 rpm, 2 klbs, 15 Kft-lb, 1700 psi.

Perfora desde 9,393 ft hasta 9,557 ft, con los siguientes parámetros: 450 gpm, 60 rpm, 18 Klbs, (14-16) Kft-lb, (1700+300) psi.

Desde 9,557 ft hasta 9,809 ft perfora con los siguientes parámetros: 460 gpm, 60rpm, (18- 22) Klbs, (14-19) Kft-lb, (2000+300) psi.

A 9,809 ft, llego a TD. Bombea tren de píldoras. Circula hasta retorno limpio. Sacaron hasta superficie.

A continuación se detallan las diferentes variables ejecutadas durante la perforación de esta sección.

Tabla. 4.31 Datos Brocas

Broca No	5
Corrida No.	2
Tamaño	8 ½ “
Tipo	MDi619LBPX
Serie No.	JE 3112
ER	ST
Fabricante	SMITH
IADC	M123
Modo rotacional	416 ft
Modo Deslizado	ft
ROP Rotando	41.1 ft/hr
ROP Deslizado	ft/hr

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.32 Datos corrida.

Profundidad de entrada	9393 ft
Profundidad de salida	9809 ft
Piesaje	416 ft
HRS (efectivas)	10.12 hrs
ROP (efectivo)	41.1 ft/hr
Peso sobre la broca (Klbs)	18-20
Torque	14-19
RPM (rotación)	60 rpm
RPM (motor)	133 rpm
Angulo (en/sal)	0.29°-0.29°
Azimut (en/sal)	264.67°-264.67°

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.33 Datos Hidráulicos

Tipo de lodo	Max DRILL-C
Peso del lodo	8.9 ppg
VP (CP)-PC (LBF/HF2)	15-22
Galonaje	460 gpm
Presión	2.500 psi
Boquillas (1/32")	(2x11+4x12) / 32"
ATF	0.627 in2

Fuente. Smith Bits

Tabla. 4.34 Datos Geológicos.

Formación	Tope (ft)	Perforado (ft)	Tiempo hr	ROP ft/hr
NAPO	9393	416 ft	10.12	41.11

Fuente. Smith Bits

4.3. SUMARIO DE OPERACIONES SECCIÓN DE 16 (IN)

Se armó broca 16" SDi519MHPX_JE5615 con BHA#2 direccional, boquillas (5x12+3x13), TFA: 0,941. Iniciaron perforación de la sección de 16", perforaron cemento y equipo de flotación con los siguientes parámetros: 600 gpm, 40 rpm, (2-6) Klbs, (2-5) Kft-lb, 500psi a 225 ft.

Se perforó, incrementando paulatinamente 50 gpm en cada parada hasta 1,219 ft (100gpm), para no inducir fractura de formación, aplica diferencial de presión máximo 300psi, aplicando peso sobre la broca, (2-15) klbs.

Continuaron perforando desde 1,219 ft hasta 5,537 ft con, (780-1000) gpm, (2400-3800) psi, (14-30) klbs, (7-22) Kft-lbs, Dif. Pb: (200-300) psi.

A una profundidad de 500 ft empieza a construir (KOP), con el fin de alcanzar un ángulo de 25.77 y mantener la tangente hasta 3,563 ft donde empieza a tumbar hasta llegar a 0° 5,537 ft TD.

A continuación se describen las operaciones realizadas durante la perforación de la sección de 16", en la tabla 4.5 se presenta la información sobre las propiedades del lodo de perforación utilizado para esta sección además de los productos utilizados en la formulación del sistema fluido, comenzamos con un sumario de las operaciones realizadas en esta sección.

En la perforación del hoyo de 16" se utilizó el BHA #2 rotando y deslizando desde 2805 ft hasta 4034 ft. Bombea en tándem 2 píldoras de limpieza de 40 bbl cada una, circularon hasta retornos limpios. Sacando DP (drill pipe) desde 4034 ft hasta superficie. Encentraron tensión de 50 klbs desde 3930 ft hasta 3745 ft saca con bomba. Desconectaron monel, limpia broca y estabilizador, calibraron motor, conectaron monel. Bajaron BHA direccional #2 con broca PDC 16" hasta 1000 ft.

Se baja BHA direccional #2 con broca PDC 16" hasta 4034 ft, se baja con rotación desde 2846 ft hasta el fondo. Bombea 80 bbl de píldora de limpieza circula hasta retornos limpios. Continúa perforando rotando y deslizando hasta 4872 ft al cierre del reporte.

4.3.1. COMENTARIOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

Bombea 40 bbl. De píldora de limpieza cada tres paradas perforadas.

Se Bombea tren de píldoras @ 5537 ft y circula hasta retornos limpios para viaje de calibre, a esta profundidad se Bombea píldoras de limpieza de 40 bbl, cada tres paradas perforadas.

Continuaron circulando a 5537'. Sacaron BHA hasta 256 ft (zapato de 20"). Bajaron hasta el fondo 5537 ft, lavando 2 ultimas paradas por seguridad. Bombearon tren de píldoras de limpieza, circularon hasta retornos limpios.

Se espoteó en el fondo 120 bbl de píldora visco-pesada con lubricante. Sacaron BHA a superficie. Quebrando BHA. Arma equipo para corrida de Casing. Probaron equipo de flotación.

TABLA. 4.35 PROPIEDADES DEL LODO DE PERFORACIÓN SECCIÓN DE 16 (in).

Propiedades	Límites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	8,4 - 10,2	8,4 – 10,2
Viscosidad (Seg/qt)	28 - 45	28 – 32
pH	8,0 - 9,0	7,5
PV (cP)	Máximo posible	1 – 4
YP (lb/100 pie ²)	15 – 25	4 – 16
Arena (%)	< 0,5	0,1 – 0,5
S.B.G. Corregidos (%)	< 10	2 – 10
MBT (lb/bbl)	20 – 35 (Min. Posible)	
Calcio (ppm)	1000 - 2000	1000 – 1100

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Pardaliservice S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D.

El objetivo de esta sección fue aislar la formación Orteguzza hasta el tope de Tiyuyacu dando integridad y soporte para continuar la siguiente sección. Se

considera la adición del lodo, Pre-hidrata Natural Gel (Bentonita) iniciaron la perforación del hueco adicionando Nitrato de Calcio como inhibidor de arcillas. Este fluido fue diseñado para perforar esta sección de 16(in), donde se muestran las formaciones del cuaternario y terciario indiferenciado que muestra intercalaciones de arenas amarillas y arcillas rojas, que tienden a hidratarse fácilmente por esta razón se utilizó el nitrato de calcio para la inhibición de las arcillas.

Está claro que de un adecuado programa de fluidos en cada una de las secciones depende mucho la optimización de tiempos y costos de perforación, ya que el tipo de lodo que se utilice afecta la rata de penetración y la vida de la broca.

4.3.1.1 Costo del fluido de perforación de la sección de 16 (in)

A continuación se presenta un análisis comparativo entre los productos que se incluyeron en el Plan vs. Los productos que realmente se utilizaron y la diferencia resultante

TABLA 4.36 COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN SUPERFICIE

ESTIMADO VS REAL CONSUMO DE PRODUCTOS									
SUPERFICIE									
Productos	Unidad	Costos unitarios o US\$	ESTIMADO		REAL		DIFERENCIA		
			Cantidad (unid)	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Porcentaje %
DRILLING FLUIDS CHEMICALS									
Barita	100 lb	14.50	1500	21,780	168	2,439	1332	19,340	88.80
Defoam X	5 gl	157.90	20	3,158	0	0,0	20	3,158	100
Q Lube	55 gl	875.58	0	0.0	1	875.58	-1	-875.58	-100
Natural GEL	100 lb	28.60	200	5,720	143	4,089	57	1,630	28.50
Nitrato de calcio 25	55 lb	24.00	350	8,403	432	10,372	-82	-1,960.82	-23.43
Kalzan XCD	55 lb	385.00	0	0.00	9	3,465	-9	-3,465	-100
Q-PAC 27LV	55 lb	131.40	40	5,258	0	0	40	5,258	100
Q-PAC 30HV	55 lb	131.40	0	0.00	17	2,234.65	-17	-2,234.65	-100
Soda caustica	55 lb	24.70	10	247.50	0	0	10	247.50	100
SUPER SWEEP	15 lb	157.90	10	1,579	14	2,210	-4	-631.60	-40
SUBTOTALES				46,146.40		25,687.31		20,459.09	44.34%
DRILLING FLUIDS PERSONNEL									
Ingeniero sénior (por 1 día)	día	600	8	4,800	8	4.800	0	0.00	0.00%

Ingeniero junior (por 1 día)	día	350		0	0	0	0	0.00	0.00%
SUBTOTALES				4,800		4.800		0.00	0.00%
TOTALES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN				50.946,40		30.487,31		20.459,09	40.16 %

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Reporte final. QMAX

En el plan estimado de la perforación de esta sección se estimó realizar una inversión de US\$ 50.946,40

La inversión real fue de US\$ 30.408,31.

Con una diferencia de US\$ 20.459,09

Números que produjeron un saldo a favor del 40.16 %

Tabla 4.37 Funciones de los productos utilizados en la sección de 16”

Productos del sistema	Función
Barita	Densificante
Defoam X	Antiespumante
Natural GEL	Viscosificante
Nitrato de calcio 25	Fuente de calcio
Kalzan XCD	Viscosificador de lodos base agua
Q-PAC 27LV	Control de filtrado
Q-PAC 30HV	Control de pérdida de agua
Soda caustica	Control de pH
SUPER SWEEP	LCM

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Qmax

4.3.1.2. SEMARIO DE OPERACIONES SECCIÓN DE 12 ¼ (in)

En esta sección se lavaron canales y tanques del sistema. Se trabajó en circuito corto con lodo nativo hasta perforar cemento, zapato y 10 ft de formación, para luego hacer el cambio fluido Maxdrill.

Perforaron collar flotador, cemento, probaron la integridad al Casing. Perfora cemento, zapato, 10 ft de formación.

Cambiaron de fluido Natural gel por fluido Maxdril G. Probaron la integridad de la formación con 600psi por 10min, para una densidad equivalente de 12.2 ppg.

Para esta sección se comenzó con la adición de carbonato de calcio y soltex como agentes de puenteo para el conglomerado.

Dado que los sistemas de polímero sintético modernos tienen la capacidad de perforar más eficientemente la mayoría de los pozos que anteriormente dependían de fluidos base agua convencional. La reducción del costo al incrementar las tasas de penetración y al producir mayor estabilidad al pozo hace que estos fluidos sean económicamente atractivos.

TABLA. 4.38 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.

Propiedades	Límites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	10,0 – 10,5	10,0 – 10,5
Viscosidad (Seg/qt)[30 – 70	32 – 48
pH	9,0 – 9,5	7,5 – 9,5
6 rpm	7 – 13	8 – 14
PV	Mínimo posible	4 – 19
YP (lb/100 pie ²)	15 – 25	16 – 26
Filtrado (ml/30 min.)	6 – 8	6,4 – 7,0
Arena (%)	< 0,5	0,2 – 0,8
S.B.G. Corregidos	< 8	10
MBT (lb/bbl)	< 20 (Min. Posible)	5 – 15
Calcio (ppm)	< 200	80 - 120

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Pardaliservice S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D

Las características de fluido de daño mínimo a la formación, aseguran una producción potencial, consistente, y sus rangos de aplicación y versatilidad, lo hacen fluidos que puedan resolver los problemas de perforación actuales.

El agente densificante que se utilizó en el sistema inhibitor fue barita; otros productos que intervienen en dicho sistema incluyeron agentes inhibidores, agentes encapsuladores, surfactantes para prevenir el embolamiento de la broca.

El filtrado se reguló a 8 cc, desde el inicio de la etapa con polímero se adicionara en la formación NAPO para ajustar a valores menores a 6 c.c., al inicio de la formación Napo se mantuvo, así hasta el final del intervalo.

4.3.1.3 Costo del fluido de perforación de la sección de 12 ¼ (in)

A continuación se presenta un análisis comparativo entre los productos que se incluyeron en el Plan vs los productos que realmente se utilizaron y la diferencia resultante.

TABLA 4.39 COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN EN INTERVALO INTERMEDIO

ESTIMADO VS REAL CONSUMO DE PRODUCTOS									
Productos	Unidad	Costos unitarios US\$	INTERMEDIO				DIFERENCIA		
			ESTIMADO		REAL		DIFERENCIA		
			Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Porcentaje %
DRILLING FLUIDS CHEMICALS									
Barita	100 lb	14.50	1500	21.780	1638	23.780	-138	-2.003,76	-9.20
Bicarbonato de sodio	55 lb	21.94	10	219.4	0	\$0	10	219.4	100
Camix	110 lb	15.35	800	12.280	120	1.842	680	10.438	85
Carbonato de calcio	110 lb	15.35	400	6,140	288	4.420	112	1.719,20	28
Defoam X	5 gl	157.90	30	4.737	15	2.368.50	15	2.368.50	50
NATURA L GEL	100 lb	28.60	200	5.720	143	4.089	57	1.630	28.50
Desco CF	25 lb	68.00	0	0.0	10	680.00	-10	-680.00	-100
Glymax LMW	55 lb	898.07	16	14.369,12	19	17.063,33	-3	2.694,21	-18.75
Kalzan XCD	55 lb	385.00	35	13.475	39	\$15.015	-4	-1.540	-11.43
Lipcide G-2	55 lb	136.35	15	2.045,25	20	2.727,00	-5	-681.7	-33.33
Maxdrill	55 gl	1.525.00	11	16.775.00	17	25.950.00	-6	-9.150	-54.55
Q-Lube	55	875.58	10	8.755,80	2	1.751.16		7.004,6	80.00

	gl						8	4	
Q-PAC 30HV	55 lb	131.40	0	0.00	12	1.751.16	8	7.004,6 4	80.00
Soda Caustica	55 lb	24.75	20	495.00	19	470.25	1	24.75	5.00
Soltex	50 lb	90.32	0	0.00	25	2.258	-25	-2.258	-100.00
Stardril	50 lb	136.85	94	12.863,9 0	48	6.568	46	6.295,1 0	48.94
Super Sweep	15 lb	157.90	10	1.579	19	3.000,10	-9	- 1.421,1 0	-90.00
Synerfloc A25-D	55 lb	147.50	60	8.850	102	15.045,00	-42	- 6.195.0 0	-70.00
Walnut	50 lb	34.11	40	1.364,40	0	0.00	40	1.354.4 0	100.00
SUBTOTALES				127.308, 87		124.573,95		2.734,9 2	2.15 %
DRILLING FLUIDS PERSONNEL									
Ingeniero Sénior (por 1 día)	día	600	10	6.000,00	9	5.400	1	600.00	10.00%
Ingeniero Junior (por 1 día)	día	350		0	0	0	0	0	0
SUBTOTALES				6.000,00		5.400,00		600.00	
TOTALES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN				133.308, 87		129.973, 95		3.334,92	2.50%

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Reporte final. QMAX

En el plan estimado de la perforación de esta sección se estimó realizar una inversión de US\$133.308,87

La inversión real fue de US\$ 129.973,95.

Con una diferencia de US\$ 3.334,92

Números que produjeron un saldo a favor del 2.50 %

Tabla. 4.40 Funciones de los productos utilizados en la sección 12 ½ “

Producto del sistema	Función
Barita	Densificante
Bicarbonato de sodio	Secuestrante de Ca
Camix	Material de puenteo
Carbonato de calcio	Control de filtrado y densidad
Defoam X	Agente antiespumante
NATURAL GEL	Viscocificante
Desco CF	Dispersante
Glymax LMW	Estabilizador
Kelzan XCD	Viscocificador-gelificante
Lipcide G-2	Biosida
Q-Lube	Lubricante
Q-Pac 30 HV	Inhibidor
Soda Caustica	Agente alcalino
Soltex	Agente puenteante
Stardril	Control de perdida de fluido
Super Sweep	Encapsulador-floculante
Synerfloc	Encapsulador
Walmut	LCM

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

Fuente. Reporte final. QMAX

4.3.1.4 SECCIÓN 8 ½ (in).

Se transfiere lodo Maxdrill con carbonato 8.8 ppg a los tanques del sistema. Manteniendo propiedades del fluido. Utiliza Camix, Carbonato de Calcio como agente de puenteo, Stardrill como controlador de filtrado.

El objetivo de esta sección fue cubrir y aislar las potenciales arenas productoras U y T. El sistema considerado es inhibidor, con el cual se buscó, junto a un adecuado punteo, minimizar el factor de daño de la formación, aumentando el retorno de la permeabilidad, la producción, la producción diaria y total de hidrocarburos del pozo.

4.3.1.5. Operaciones recomendadas.

Para la fase de 8 ½ (in) el valor de la pérdida de fluido (filtrado) se ajustó inicialmente a lo establecido en el plan de fluidos, con la adición de polímeros progresivamente y durante la perforación se ajustó a valores menores-

Se estableció el diseño de lodo óptimo para la sección el cual permitió manejar un perfil de limpieza adecuado de ripios hacia la superficie.

Bombearon píldoras viscosas con el fin de evaluar la limpieza del hoyo.

Se utilizaron inhibidores de lutitas

En una concentración según el Plan Inicial. Los inhibidores de lutitas ayudaran a estabilizar el agujero y mejorar la capacidad de sello con el carbonato de calcio se debió pre-hidratar los inhibidores de lutitas antes de adicionar a la sección en combinación con las píldoras de limpieza, para mejorar el sello mecánico

TABLA. 4.41 Propiedades del lodo sección de producción.

Propiedades	Límites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	8,9 – 9,0	8,8 – 9,0
Viscosidad (seg/qt)	30 – 70	42 – 48
pH	9,0 – 9,5	9,0 – 9,5
6 rpm	7 – 13	7 – 12
PV (cP)	Mínimo Posible	10 – 14
YP (lb/100 pie ²)	15 – 25	19 – 25
Filtrado	6 – 8	5,4 – 6,0
Arena (%)	< 0,5	0,1 – 0,3
S.B.G. Corregido	< 8	3 – 4
MBT (lb/bbl)	< 20 (Min. Posible)	3 – 5
Calcio (ppm)	< 200	80 - 100

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Pardaliservice S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D

TABLA. 4.42 Costo fluido de perforación en intervalo de producción

ESTIMADO VS REAL CONSUMO DE PRODUCTOS									
Productos	Unidad	Costos unitario US\$	PRODUCCIÓN				DIFERENCIA		
			ESTIMADO		REAL		DIFERENCIA		
			Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$	Porcentaje %
DRILLING FLUIDS CHEMICALS									
Cal hidratada	55 lb	8.65	0	0.00	2	17.30	-2	-17.30	-100.00
Bicarbonato de sodio	55 lb	21.94	10	219.40	0	0.00	10	219.4	100.00
Camix	110 lb	15.35	1000	15.350.00	330	5.065,50	670	10,284.5	67.00
Carbonato de calcio 325 & A30, A100	110 lb	15.35	400	6,140	120	1.842,00	280	4.298,00	70.00
Defoam X	5 gl	157.90	5	789.500	12	1.894,56	-7	-1.105,30	140.00
NATURAL GEL	100 lb	28.60	0	0.00	8	228,80	-8	-228,80	-100.00
Desco CF	25 lb	68.00	0	0.0	5	340,00	-5	-349,00	-100,00
Glymax LMW	55 lb	898.07	12	10.776,84	8	7.184,56	4	3.592,28	33,33
Kalzan XCD	55 lb	385.00	40	15.400,00	15	5.775,00	25	-9.625,00	62.50
Lipside G-2	55 lb	136.35	7	954,45	12	1.636,20	-5	-681.75	-71,43
Maxdrill	55 gl	1,525.00	2	3.050,00	6	9.150.00	-4	-6.100,00	-200.00
Q-Lube	55 gl	875.58	10	8.755,80	2	1.751.16	8	7.004,64	80.00
Q-PAC 30HV	55 lb	131.40	0	0.00	8	1.051,60	-8	1.051,60	-100.00
Soda Ash	55 lb	18.66	5	93,30	0	0.00	5	93,30	100.00
Soda Caustica	55 lb	24.75	10	247,50	8	198,00	2	49.50	20.00
Soltex	50 lb	90.32	0	0.00	25	2.258	-25	-2.258	-100.00
Stardril	50 lb	136.85	60	8.211.00	52	7.116,20	8	1.099,80	48.94
Super Sweep	15 lb	157.90	4	631,60	6	947,40	-2	-315,80	-50.00

SUBTOTALES				62,456.09		43,322.94		19,133.1	30.63
DRILLING FLUIDS PERSONNEL									
Ingeniero Sénior (por 1 día)	día	600	4	US\$ 2.400.0	8	US\$ 4.800	-4	US\$- 2,400.0	-100.0%
Ingeniero Junior (por 1 día)	día	350		0	0	0	0	0	0
SUBTOTALES				2.400,00		\$4.800,00		\$2,400.00	
TOTALES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN				64,856.09		48,122.94		16,733.15	25.80%

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. PardalSERVICE S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D

En el plan estimado de la perforación de esta sección se estimó realizar una inversión de US\$ 64.856,09

La inversión real fue de US\$ 48.122,94.

Con una diferencia de US\$16.733,15

Números que produjeron un saldo a favor del 25.80 %

Tabla 4.43 Funciones de los productos utilizados en la sección de producción.

Productos de sistema	Función
Cal Hidratada	
Bicarbonato de sodio	Secuestrante de Ca.
Camix	Material de puenteo
Carbonato calcio 325, A100, A30	Control de filtrado y densidad
Defoam X	Agente antiespumante
NATURAL GEL	Viscocificante
Desco CF	Dispersante
Glymax LMW	Estabilizador
Kelzan XCD	Viscocificador-Gelificante
Lipcide G-2	Biosida
Q-LUBE	Lubricante
Q-PAC 30 HV	Inhibidor
Soda caustica	Agente alcalino
Soltex	Control de filtrado
Stardrill	Control de perdida de fluido
Super Sweep	Encapsulador-Floculante
Soda Has	Secuestrante Ca, Agente alcalino
Maxdrill	Inhibidor

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Qmax

TABLA. 4.44 Costo total de fluidos de perforación.

ESTIMADO VS REAL CONSUMO DE PRODUCTOS											
Productos	Unidad	Costos unitario US\$	TOTAL POZO				Cantidad	Costo US\$	Porcentaje %		
			ESTIMADO		REAL					DIFERENCIA	
			Cantidad	Costo US\$	Cantidad	Costo US\$				Cantidad	Costo US\$
			DRILLING	FLUIDS	CHEMICALS						
Ácido fosfórico	110 lb	93.37	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00		
Anillo de corrosión	EA	217.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00		
Barita	100 lb	14.52	3000	43,560	1806	26,223.12	1194	17,536.8	39.8		
Cal hidratada	55 lb	8.65	0	0.00	11	95.15	-11	-95.15	-100		
Bicarbonato de sodio	55 lb	21.94	20	438.80	0	0.00	20	438.80	100		
Camix	110 lb	15.35	1800	27,630	450	6,907.50	1350	20,722.5	75		
Carbonato de calcio 325 & A30, A100	110 lb	15.35	800	12,280	408	6,262.80	392	6,017.20	49		
Defoam X	5 gl	157.90	55	8,640.50	27	4,263.30	28	4,421.20	50.91		
NATURAL GEL	100 lb	28.60	200	5,720	151	4,318.60	49	1,401.40	24.50		
Desco CF	25 lb	68.00	0	0.0	15	1,020	-15	-1,020	-100		
Glymax LMW	55 lb	898.07	28	25,145.96	27	24,247.89	1	898.07	3.57		
Kalzan XCD	55 lb	385.00	75	28,875	63	24,255	12	4,620	16		
Lipcide G-2	55 lb	136.35	22	2,999.70	32	4,363.20	-10	-1,363.50	-45.45		
Maxdrill	55 gl	1,525	13	19,825	23	35,075	-10	-15,250	-76.92		
Nitrato de calcio 25	55 lb	24.01	350	8,403.50	432	10,372.32	-82	-1,968.82	-23.43		
Q-Lube	55 gl	875.58	10	8,755.80	4	3,502	6	5,253.48	60		
Q-PAC	55 lb	131.46	40	5,258.40	0	0.00	40	5,258.40	100		

27LV									
Q-PAC 30HV	55 lb	131.45	0	0.00	37	4,863.65	-37	-4,863.65	-100
Soda Ash	55 lb	18.66	5	93,30	0	0.00	5	93.30	100
Soda Caustica	55 lb	24.75	40	990,00	27	668.25	13	321.75	32.50
Soltex	50 lb	90.32	0	0.00	25	2,258	-25	-2,258	-100
Stardril	50 lb	136.85	154	21,074.90	100	13,685	54	7,389.90	62.50
Super Sweep	15 lb	157.90	24	3,789.60	39	6,158.10	-15	-2,368.50	-62.50
Synerfloc A25-D	55 lb	147.50	60	8,850.00	102	15,045	-42	-6,135	-70
Walmut	50 lb	34.11	40	1,364.40	0	0.00	40	1,364.40	100
SUBTOTALES				235,911.36		193,584.20		42,327.1	17.94%
DRILLING FLUIDS PERSONNEL									
Ingeniero Senior (por 1 día)	día	600	22	13,200	25	15,000	-3	-1,800	-13.64
Ingeniero Junior (por 1 día)	día	350		0	0	0	0	0	0.00
SUBTOTALES				13,200		15,000		1,800	
TOTALES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN				249,111,36		208,584,20		40,527,16	16.27%

REALIZADO POR: Fernando Cedeño

FUENTE. Pardaliservice S.A. (PSSA). Informe Final SEC-43D

4.3.1.6. Total costos del pozo.

En el plan estimado de la perforación de esta sección se estimó realizar una inversión de US\$ 249.111,36

La inversión real fue de US\$ 208.584,20.

Con una diferencia de US\$ 40.527,16

Números que produjeron un saldo a favor del 16.27 %

Costos por intervalos y volúmenes de lodo

TABLA. 4.45 Costos de intervalos

Descripción	16 in HOLE	12 ¼ in HOLE	8 ½ in HOLE
Costo real del fluido	US\$ 25,687.31	US\$ 124,573.95	US\$ 43,322.94
Costo programado del fluido	US\$ 46,146.40	US\$ 127,308.95	US\$ 62,456.96

Realizado por. Fernando Cedeño

Fuente. Qmax. Sumario de operaciones

Un programa de fluidos de perforación especifica el volumen de fluido a ser utilizado para la perforación de cada sección de un pozo. Este volumen se considera el tramo del pozo con revestidor y el tramo del pozo por perforar un

porcentaje de “washot” (lavado del hoyo), el volumen de lodo en los tanques del sistema de circulación y finalmente el consumo y dilución por materiales

Tabla. 4.46 Volumen de lodos

Descripción	16 in HOLE	12 ¼ in HOLE	8 ½ in HOLE
Volumen programado (bbls.)	3.466	2.356	709
Volumen real utilizado (bbls.)	3.365	2.285	620
Volumen de dilución por pie (bbls)	0,43	0,45	0.90
Costo de fluido por pie (US\$)	4,64	\$ 34.23	68,48
Pies diarios perforados (Promedio)	923	455	127

Realizado por. Fernando Cedeño

Fuente. Qmax. Sumario de operaciones

4.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN CADA UNA DE LAS SECCIONES DEL POZO SECOYA 43D.

Antes de describir la formulación de cada uno de los sistemas de fluidos utilizados en las diferentes secciones del pozo SEC-43D, explicaremos la clasificación de los de los distintos tipos de fluidos de perforación base agua.

4.3.2.1. Clasificación de los fluidos de perforación base agua.

No dispersos – No Inhibidos

No dispersos – Inhibidos

Dispersos – No Inhibidos

Dispersos – Inhibidos

4.3.2.2. Sistemas No Dispersos – No Inhibidos.

El término “no disperso” indica que dentro del sistema no se utilizan dispersantes, por lo que las arcillas comerciales adicionadas al fluido y las que se incorporan provenientes de las formaciones van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema en forma natural.

El término “no inhibido”, se refiere a la carencia de electrolitos. Lo que significa que el sistema no tiene iones de potasio, calcio o sodio para la inhibición de arcillas de las formaciones.

Estos sistemas son usados generalmente, como fluidos de perforación, para zonas poco profundos o también conocidos como fluidos de comienzo.

Ventajas:

Como se requiere poca cantidad de sólidos la densidad podrá ser baja también, esto reducirá las posibilidades de pérdida de circulación e incrementar el caudal de perforación, en formaciones con presiones de formaciones bajas.

Con valores de medios a altos, en la relación de viscosidad plástica sobre punto cedente se tiene:

Es un sistema económico, ya que su principal componente es bentonita y todos los demás productos se los requiere en un porcentaje bajo.

Puede ser convertido fácilmente otro sistema disperso o no disperso.

Desventajas:

La falta de inhibición y la falta de tolerancia de sólidos del sistema pueden causar excesivos volúmenes de dilución, en arcillas y lutitas reactivas.

Baja tolerancia de calcio y sal. Si cemento, anhidrita o grandes concentraciones de sal se introducen al sistema y no pueden ser diluidos o sacados del sistema, éste debe de ser convertido.

4.3.2.3. Sistemas No dispersos – Inhibidos.

Las mismas características poseen los sistemas no dispersos reforzado con un fluido o aditivos especiales que inhiben la hidratación de las arcillas de la formación o de los cortes, para la inhibición se puede usar:

- Iones calcio.
- Sales cloruro de sodio o cloruro de potasio.
- Polímeros.

4.3.2.4. Sistemas Dispersos - No inhibidos.

Se utilizan dispersantes químicos para dispersar las arcillas y no se usan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados maximizando su dispersión. Ejemplo: Sistemas Lignito y Bentonita.

Consideraciones:

Se usan generalmente para perforar las secciones superficiales de los pozos.

Usualmente son formulados con agua fresca y muchas de sus propiedades provienen de la dispersión de los sólidos perforados o de la bentonita. Las propiedades de flujo son controladas por un dispersante.

La pérdida de filtrado es controlada con la adición de bentonita y polímeros de baja viscosidad.

Otras consideraciones:

Sólidos.- Excesivas concentraciones de sólidos pueden producir valores elevados de viscosidad y fuerza de geles, lo que produciría un alto consumo de químicos. El nivel de los sólidos en el sistema es controlado con el uso de los equipos convencionales de control de sólidos y/o dilución con agua.

Viscosidad plástica.- Si existen altos valores de viscosidad plástica esto puede indicar problemas provocados por sólidos indeseables. Se puede agregar agua o utilizar equipo de control de sólidos para reducir la cantidad de sólidos indeseables.

El punto cedente y la fuerza de geles.- Son disminuidas con dispersantes y aumentan con la adición de bentonita y/o polímeros.

Control de la pérdida de fluido API (filtrado).- La propiedad de dispersión de la bentonita, le dará una pérdida de fluido API aproximadamente de 12 a 14 cc a bajas temperaturas. Los polímeros pueden ser agregados para dar un mejor control de pérdida de fluido API.

4.3.2.5. Sistemas Dispersos – Inhibidos.

Los sistemas Dispersos – Inhibidos, combinan dispersantes de arcillas, usados para controlar la viscosidad y pérdida de fluido API (filtrado); con un fluido base o aditivos especiales los cuales limitarán o inhibirán la hidratación de arcillas de la formación o de los cortes.

Dentro de los sistemas Dispersos – Inhibidos tenemos:

Sistemas con base de agua salada

Sistemas de Calcio.

4.3.3. SISTEMAS CON BASE DE AGUA SALADA.

La hidratación de las arcillas puede ser reducida con un incremento en el nivel de sal. Sales como:

a. Cloruro de Sodio.

b. Cloruro de Calcio.

c. Cloruro de Potasio.

d. Agua de mar.

e. Agua de formación que contenga más del 1% de sal o 6000 mg/L de ion cloruro.

4.3.3.1. Sistema de Calcio.

Los iones calcio pueden intercambiarse con los iones sodio para inhibir la hidratación de las formaciones de arcillas.

Los iones calcio tienen que estar en relativamente bajas concentraciones (500 – 2000 mg/L).

El calcio es mantenido en solución, ya sea por la adición de cal (hidróxido de calcio) o (Sulfato de Calcio Hidratado).

La alcalinidad controla la solubilidad de la cal y es regulada con la adición de Soda Cáustica.

4.3.4. PRINCIPALES COMPONENTES DE LODOS BASE AGUA.

Los componentes de estos fluidos dependen de los aditivos empleados en la formulación del mismo. En la tabla 4.10 se describen los principales componentes de los fluidos base agua.

TABLA. 4.47 PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS FLUIDOS BASE AGUA.

Componente	Descripción
Densificante	Barita (sulfato de bario), óxido de hierro, compuestos de plomo, hemetita
Viscocificante	Arcilla, bentonita, fibra de amantio, CMC
Fase continua	Agua, gas oil, aceite mineral y sintético
Agentes dispersantes	Lignosulfanatos, lignitos, taninos
Controlador de PH	Cal, soda caustica, TEA
OTROS Reductores de filtración Anticorrosivos, etc.	Almidones, CMC, amidas, polímeros Emulsificantes, humectantes formaldehido

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Mi swaco

TABLA 4.48 Composición Química De Los Principales Componentes De Los Fluidos De Perforación.

Nombre Genérico	Composición Química
Barita	Sulfato de bario, hierro, sílice
Bentonita	Aluminio, oxido de magnesio, calcio, sodio
Soda caustica	NaOH
Cal viva	CaO
Cal hidratada	Ca(OH) ₂
Bicarbonato de sodio	NaHCO ₃
Cloruro de calcio	CaCl ₂
Lignito	Leonardina, compuesto de carbono, ácido húmico
Lignosulfanato	Lignina, cromo, hierro
Lubricante	Mezcla de aminoácidos con aceites, sulfurizados
Humectante	Ácido graso, aminas, metanol
Arcilla organotilica	Sodio, calcio, sales de amonio, sílice
Emulcificante	Ácido graso, aminas, metanol nafta
Carbonato de calcio	CaCO ₃
Polímeros. (CMC, PHPA, etc.)	Carboximetil celulosa Poliacrilamida parcialmente hidrolizada

Realizado por: Fernando Cedeño

Fuente. Mi Swaco

4.4 CONFORMACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDO MAXDRILL – G

4.4.1 FLUIDO MAXDRILL.

El sistema de fluido de perforación MAXDRILL es utilizado por la compañía propietaria del mismo en nuestro país como lodo para la segunda sección del pozo (desde orteguaza).

El cual ha demostrado ser eficaz en situaciones de inestabilidad de los pozos en toda la precordillera y cuencas profundas. La base de polímeros hace que el fluido MAXDRILL tenga un número de ventajas sobre la base del transporte de bentonita. En primer lugar en un sistema de polímeros, el inhibidor no está vinculado con la bentonita por lo que está totalmente disponible para interactuar con la formación.

Por prima vez en nuestro país se aplicó el fluido MAXDRILL para el pozo Shushifindi 11D, obteniendo resultados concluyentes.

Es de muy importante el estudio de este sistema ya que fue utilizado en la perforación de las secciones intermedia y de producción en las operaciones de perforación de este pozo, cual fue diseñado expresamente para este tipo de intervalos, y presenta la siguiente composición que se describe a continuación.

4.4.1.1. STAR DRILL (almidón modificado)

Su eficacia está en el control de pérdida de fluido se puede aplicar en concentraciones de acuerdo a lo requerido para cada sistema de fluido (para la sección de 8 ½”). La asociación de STARDRILL con bentonita y otros polímeros refuerza las propiedades de un fluido de perforación que proporciona una excelente costra, para evitar que el lodo se pierda por filtración.

Naturaleza química.

Es un polisacárido.

Tratamiento.

STARDRILL se mezcla al sistema de fluidos a través del depósito de alimentación de 10 a 15 minutos por sacos. STARDRILL se utiliza en concentraciones que van de 5.0 – 25.0 kg/m³ que dependen de los requisitos de pérdida de fluidos y la cantidad de sólidos en el sistema.

4.4.1.2. SODA CAUSTICA (NaOH).

Es usado para controlar el pH en la mayoría de los fluidos de perforación base agua, dicho control del hidróxido depende del pH del lodo antes de añadir soda y la cantidad de contaminante encontrado.

También es usado para incrementar la solubilidad de los dispersantes, manteniendo el PH modernamente alto es una ayuda en el control de la corrosión.

Naturaleza química.

Hidróxido alcalino (Hidróxido de sodio), NaOH.

Tratamiento.

La soda caustica debería agregarse completamente a través del barril químico con agua lentamente o sobre una circulación por saco. Es fácil sobrepasarse ya que esta se ve afectada por los aditivos que se encuentran en el lodo de perforación.

4.4.1.3. QSTOP FINE.

Es una mezcla específica de micro fibras, combinado con polímeros orgánicos e incrementadores de lubricidad. Controla la perdida de fluido hacia la formación, sella las zonas de baja presión y restringe el flujo hacia zonas vacías.

4.4.1.4. MAXDRILL.

Es un inhibidor de arcillas basado en polímeros que se utiliza en los fluidos de perforación base agua. Posee un fácil intercambio iónico, lo que permite la sustitución fácil en los sitios de intercambio del ion sodio impidiendo la hidratación de la arcilla.

Cuando se realiza la prueba de succión capilar se puede observar las propiedades de inhibición de arcilla por el MAXDRILL.

Este aditivo puede estar en concentraciones, muy bajas de hasta un 0.005 %. MAXDRILL está diseñado para un rango de pH menos a 10.5 teniendo su mayor efectividad en un PH desde 8 a 9. Se puede utilizar en concentraciones de 0.3 a 0.6 de gl/bbl del producto.

Naturaleza química.

1.6 hexdiamina: $\text{NH}_2 (\text{CH}_2)_6 \text{NH}_2$. Catiónico, Multivalentes aminas orgánicas non-volátiles en el agua.

Tratamiento.

Las concentraciones normales que se utiliza en el campo es de 0.3% a 0.6%. Maxdrill está diseñado para ser utilizado en rangos de pH de 10.5 o menos. Al

utilizar en rangos de PH mayor que 10.5 reduce su efectividad y requiere una cantidad mayor del mismo.

4.4.1.5. LIPCIDE G-2 (biosida)

Es un biosida de gran efectividad contra los microorganismos encontrados en las operaciones petroleras, incluyendo bacterias sulfato-reductoras, bacterias de limo, bacterias aeróbica, y otras. Además, se en el tratamiento o prevención del crecimiento bacterial en los en los sistemas de lodos base agua.

4.4.1.6. KELZAN XCD (goma xantica).

Es un viscosificador de lodos base agua asila y dulce. Es un goma xantica bioplimerica de alto peso molecular. En pequeñas cantidades proveen altos puntos de cadencia y baja viscosidad plástica, siendo estable a una temperatura de 150 °C.

Las concentraciones normales están en el rango de 0.25 a 1 Kg/m³. Por experiencias en pozos perforados estas concentraciones pueden ser incrementadas de acuerdo a la capacidad de transporte deseado.

Naturaleza química.

Goma xantica, biopolímero de alto peso molecular.

Tratamiento.

Kelzan XCD exhibe la propiedad reológica de Pseudoplasticidad (reducción de esfuerzo). Pequeñas cantidades proveen alto punto de cadencia y baja viscosidad plástica.

Las concentraciones arriba anotadas son normales, estas pueden ser incrementadas de acuerdo con la capacidad de transporte deseada. Cuando es usado como el único viscosificador de un sistemas de fluidos.

4.4.1.7. GLYMAX LMW (glicol de polietileno de alta densidad)

Es un polímero mejorado para sistemas base agua, el cual posee tecnología de poli glicoles. Se utiliza en sistemas de glicol con alta saturación y se emplea en pozos con temperaturas de formaciones altas. También conocida como óxido de etileno, es un poliéster con muchas aplicaciones industriales.

La aplicación depende del peso molecular del producto. Es un inhibidor de lutitas y provee estabilidad en el pozo y lubricación. Su aplicación se realiza en las paredes del pozo con una buena estabilidad en temperaturas y presiones altas, un alto grado de inhibición de lutitas, control de perdida de fluido y lubricación.

Naturaleza Química.

$\text{OH}-(\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O})_n-\text{H}$, Glicol de polietileno.

Tratamiento.

Al diseñar el sistema de tal manera que el punto de nube del glicol de Glymat coincida con la temperatura al interior del pozo se obtiene máximo beneficio. Por encima de esta temperatura, el glicol forma un tipo de micro-emulsión a la que se le conoce con el nombre de “emulsión de lodo técnicamente activada”. Este efecto contribuye a la estabilidad de la pared del pozo de 3 maneras distintas. Adsorción química, micro-emulsión y taponamiento de poros inestables y mejora del filter-cake

4.4.1.8. CAMIX (carbonato de calcio).

Usado como densificante en el sistema para la perforación de las zonas productoras.

4.4.1.9. QLUBE (lubricante).

Es un lubricante usado donde las situaciones de torque, arrastre y pega diferencial requieren ser evitadas, como por ejemplo, en pozos altamente desviados con alto diferencial de presión. La composición química comprende aditivos poliméricos seleccionados y concentrados. Previene la adherencia de recortes en la tubería, resiste contaminaciones y es muy estable a temperaturas superiores de 450°C.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES

5.1.1 HOYO 16 (IN) (255 FT- 5537 FT), CASING 13 3/8 (IN)

- El caudal promedio con el que se trabajo fue de 1000gpm, lo que nos ayudó a la limpieza del hueco.
- Como píldoras de limpieza se bombeo bentonita pre-hidratada (PHB) cada tres paradas perforadas hasta los 3000', luego se utilizó Kelzan. Además se alternó con el uso de Super Sweep para el bombeo de píldoras de barrido. Se observó un buen funcionamiento de este tipo de píldoras, se almacenó en el Frac Tank 100 bbl de lodo del sistema previo a los viajes de calibración el mismo que es reutilizado en los viajes, puesto que se tuvo pérdidas por las zarandas, con esto se evitó adicionar agua al sistema que podría bajar bruscamente el peso del fluido y provocar desestabilización de la columna.
- El punto de casing estuvo en la formación Orteguaza por que fue necesario la utilización de PAC como controlador de filtrado. Se dejó en el fondo 100 bbl de píldora visco pesada con lubricante para cubrir Orteguaza.
- Los pesos del lodo para perforar esta sección estuvieron de acuerdo a lo programado en la curva de densidad – profundidad.
- Se dejó en el fondo 120 bbl de píldora visco-pesada con lubricante, para cubrir Orteguaza y facilitar la bajada de casing.

- Se realizó operación de cementación según programa, se desplazó cemento con lodo del sistema (Nativo). Continuamente se limpió el bolsillo de los shakers, y la trampa de arena para evitar acumulación de sólidos.
- Se trabajó con las centrífugas en modo Dewatering y LGS para mantener peso del fluido, se tuvo problemas en la bajada de Casing 13 3/8" por mal estado de la herramienta de TIW, teniendo que bajar con herramienta de Cia. FRANKS. Esto provoco pérdida de tiempo.

5.1.2 HOYO 12 ¼ (IN) (5297 FT – 7878 FT) CASING 9 5/8 (IN)

- La sección 12 1/4" fue vertical.
- Se perforó Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo, 19 ft de la Caliza M2, y así poder reducir el peso del fluido para la sección de 8 ½" a 8.8 ppg.
- El fluido maxdrill se preparó con un peso de 10 ppg densificado con Barita, a medida que siguieron perforando se densifica con Camix para luego terminar con un peso de 10.5 ppg, esto en vista que en una ocasión por este sector se tuvo un influjo en Tiyuyacu.
- Se utilizaron las centrífugas en modo LGS para controlar densidad, reduciendo MBT y sólidos perforados en el fluido. Bactericida y Soda Cáustica para preservar los controladores de filtrado y viscosificantes.
- Se suspendió la adición de Synerfloc A-25D antes de ingresar a Napo.
- Se perforó con parámetros controlados, lo que alargó demasiado el tiempo de exposición del hueco (54 horas), perdiendo mucho tiempo y provocando riesgo para el pozo. Se trató de bajar con una sola broca toda la sección, no se pudo lograr, no se tomó en cuenta que ahora perforaron hasta la M2.

- Se realizó corrida de Casing sin problemas desde la superficie hasta 9176 ft. Cementaron de acuerdo al programa, desplazando cemento con lodo Maxdrill G de 10.5 ppg utilizado para perforar esta sección. Realizaron Top Job por pequeño flujo de agua en superficie +/- 1.5 bbl/hr.

5.1.3 HOYO PILOTO 8 ½ (IN), LINER 7 (IN) (7658 FT – 10408 FT)

- En esta ocasión se programó perforar desde la Caliza M2 hasta Hollín.
- Para la sección de 8 ½" se preparó 1100 bbl de un fluido Maxdrill de 8.8 ppg densificado con Carbonato de calcio, inició y concluyó la perforación de esta sección con un peso de 8.8 ppg, previo a la bajada de registros eléctricos se sube el peso del lodo a 9.0 ppg. El objetivo de trabajar con pesos bajos es no dañar la zona productora y tener una mejor producción.
- Se bombearon píldoras de barrido con Súper Sweep cada dos paradas perforadas.
- Se tomó un núcleo de 58.5 ft en la U inferior
- Se adicionó Carbonato de Calcio directamente al sistema durante la perforación en las zonas porosas como agente de puenteo y Glymax en la lutitas para estabilizar el hoyo.
- Bajaron tubería con broca triconica 8 ½" para acondicionar hueco previa a la bajada de liner de 7", sin tener ningún punto de restricción y prácticamente nada de material en zarandas
- Se bajó un colgador de HALLIBURTON, no fue necesario rotar.
- En esta ocasión se desplazó el cemento con lodo, y se circuló con lodo hasta la salida de los espaciadores, lavadores y contaminados.
- Se desplazó el lodo del pozo por agua fresca.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe utilizar nitrato de calcio como agente inhibidor, en el intervalo de 16" manteniendo la concentración de Calcio entre 1000 y 1500 mg/lit., como píldoras de limpieza para esta misma sección se debe utilizar bentonita pre-hidratada (PHB) cada tres paradas perforadas hasta +/- 3000 ft.
- Se debe mantener en constante dilución con agua fresca el lodo del sistema activo mientras se perfora, adicionando agua al tanque anterior a la succión. Esto es indispensable para mantener las propiedades del fluido en buenas condiciones, complementando con Dewatering y LGS permanente.
- Se recomienda la utilización de CaCO_3 (Carbonato de calcio) A-100, Camix y Soltex mientras se perfora Orteguzza y los conglomerados de Tiyuyacu como agente de puenteo y mantener el hueco estable.
- Para las arenas de Napo se debe agregar CaCO_3 A-100 y Camix como agente de puenteo para mantener estabilidad del hueco.
- Previa a la corrida de registros y bajada de liner se deberá esportear en el fondo un volumen X de píldora viscosa con lubricante, con el objeto de cubrir todo el hueco abierto para facilitar la toma de registros eléctricos.

GLOSARIO

Aditivo de lodo: Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito particular.

Adsorción: Un fenómeno superficial demostrado para un sólido (adsorbente) para mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsorbtivas) sobre una superficie, una propiedad causada por adhesión. Por ejemplo, el agua mantenida en la superficie exterior de bentonita hidratada en agua adsorbida.

Agente espumante: una sustancia que produce burbujas relativamente estables en la superficie de contacto debido a la agitación, aeración o ebullición

Agente floculante: Sustancias como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos y ciertos polímeros naturales o sintéticos que producen el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación.

Agente tensoactivo: Un material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto. Usado en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, tensión interfacial, espumación, despumación, humectación, etc.

Agentes obturantes: cualquiera de muchos materiales que son agregados a los fluidos de perforación para restablecer la circulación.

Antiespumantes: Una sustancia usada para prevenir la formación de espuma aumentando considerablemente la tensión superficial.

Barita: sulfato de bario natural que se usa para aumentar la densidad de los lodos. El mineral se manifiesta en depósitos de color gris, blanco, verdoso y/o rojizo, y en estructuras masivas de cristal.

Bentonita: Arcilla de grano muy fino (coloidal), constituida principalmente por montmorillonita que contiene bases y Hierro. El tamaño de la partícula es seguramente inferior a un 0.03% al grano medio de la caolita.

Biosida: los biosidas pueden ser sustancias químicas sintéticas o de origen natural o microorganismos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier organismos considerado nocivo.

Brucita: Mineral formado por magnesia hidratada, de color blanco o gris y brillo nacarado, infusible al soplete, y que se halla en cristal o masas compacta, se emplea en medicina.

Catión: Partícula positivamente cargada en la solución de un electrolito que bajo la influencia de un potencial eléctrico es movilizad hacia el cátodo (electrodo negativo)

Cohesión: La fuerza de atracción entre moléculas del mismo tipo. Acción y efecto de reunirse o adherirse las cosa entre sí a la materia que está formada.

Coloide: Estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas más pequeñas dispersadas en el grado que la fuerza de superficie se convierte en un factor importante para determinar sus propiedades. El tamaño de la partícula coloidales varían entre 0.001 a 0.005 micrones.

Copolimero: Una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos de estos polímeros.

Embolamiento: Acumulación de material perforado por encima de la broca o barrena impidiendo que se continúe perforando.

Filtrado: Líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Gumbo: Cualquier formación de consistencia pegajosa como las arcillas encontradas en la perforación.

Hidratación: Acción por la cual una sustancia admite por medio de adsorción.

Lutitas: Arcilla de origen rocoso finamente granular, con clavija tipo pizarra, que es una sustancia orgánica parecida al petróleo.

Monómero: Unión de polímeros repetidos.

Poliacrilato: Un polímero sintético de alto peso molecular usado principalmente como agente de control de filtrado.

Polímero: Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas iguales unidas extremo con extremo dando por resultado una sustancia que posee los mismos elementos en la misma proporción que las moléculas originales pero de menor peso molecular y con diferentes propiedades físicas.

Presión osmótica: La que ejerce las partículas del disolvente en una disolución sobre la membrana semipermeable que la separa de otra de mayor concentración.

Revoque: Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de perforación.

Tensión Superficial: Generalmente la fuerza que actúa dentro de la superficie de contacto entre un líquido y su propio vapor y que tiende a minimizar el área de la superficie expresada en, Dinás por centímetros. Como la tensión superficial de un líquido es aproximadamente igual a la tensión interfacial entre

el líquido y el aire, los valores medidos respecto al aire son frecuentemente usados para indicar la tensión superficial y se suele usar el término “tensión interfacial” Para las medidas tomadas en una superficie de contacto entre dos líquidos, o no líquido y un sólido.

Tixotropía: Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Cualidad de una suspensión coloidal de desarrollar una fuerza gelificante cuando se encuentra en reposo, pero que se convierte en nuevamente en fluido por agitación mecánica.

Viscosidad: Resistencia interna del flujo ofrecido por un fluido debido a atracciones entre moléculas.

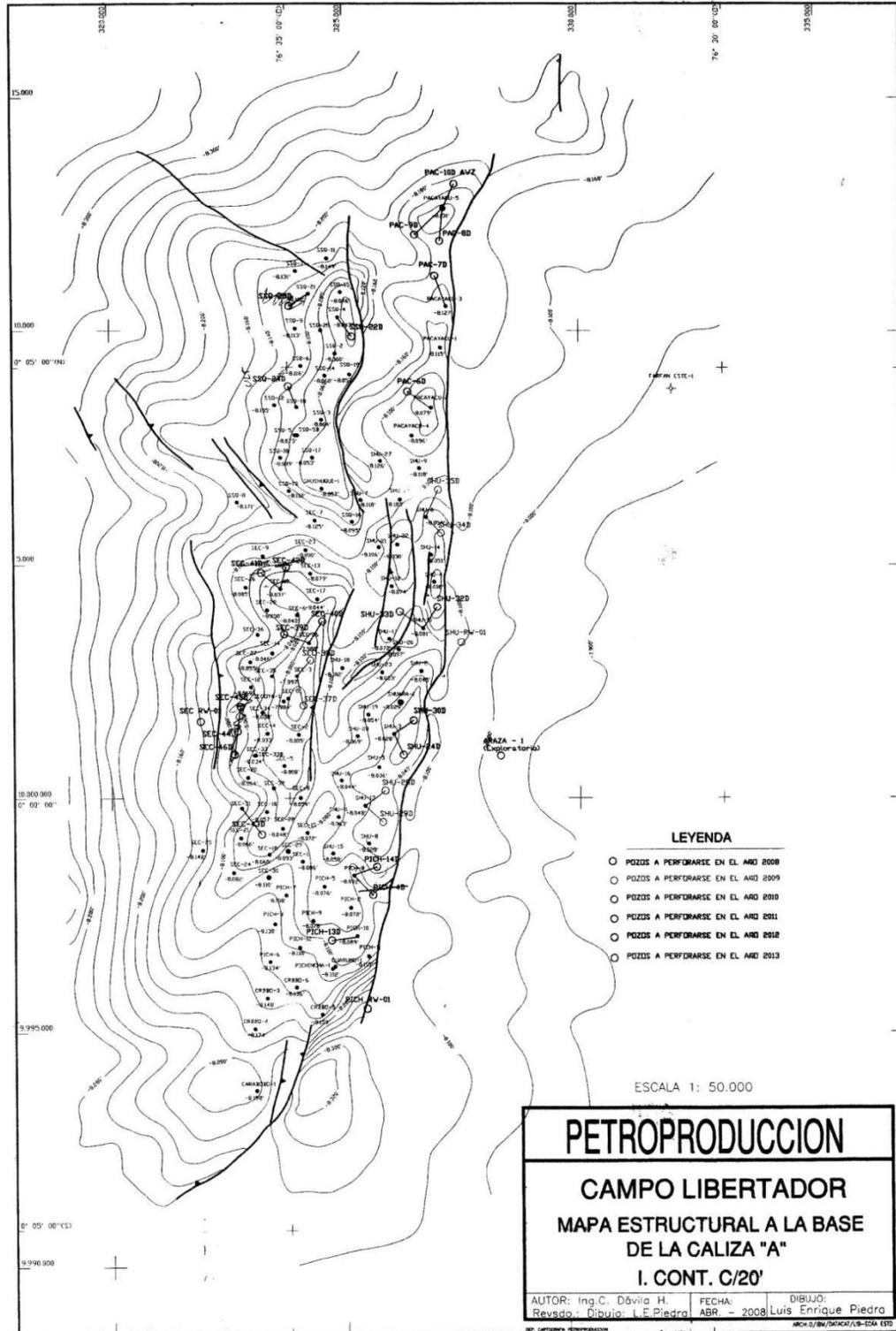
BIBLIOGRAFÍA

- Baker Hughes INTEQ: Fluidos Manual de Ingeniería
- Manual de perforación- bajo balance 333
- Manual técnico- Formulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos
- Control de pozos- Randy Smith.
- Manual de fluidos de perforación Baroid- Halliburton
- Manual de fluidos de perforación MI SWACO
- Jiménez Rita., Paucar Juan (2011). “Estudio del comportamiento del sistema de reinyección del, agua del campo libertador.
- PEMEX. Exploración y producción; Formulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos.
- Arredondo Diego., (2009). “Resumen de lodos parcial” UAGRM-INGENIERIA DE PETRÓLEOS.
- EP Petroecuador; Departamento de exploración y producción. “Reporto final del pozo Secoya 43D”
- QMAX Ecuador S.A. “LODOS, reporte final SEC-43D”

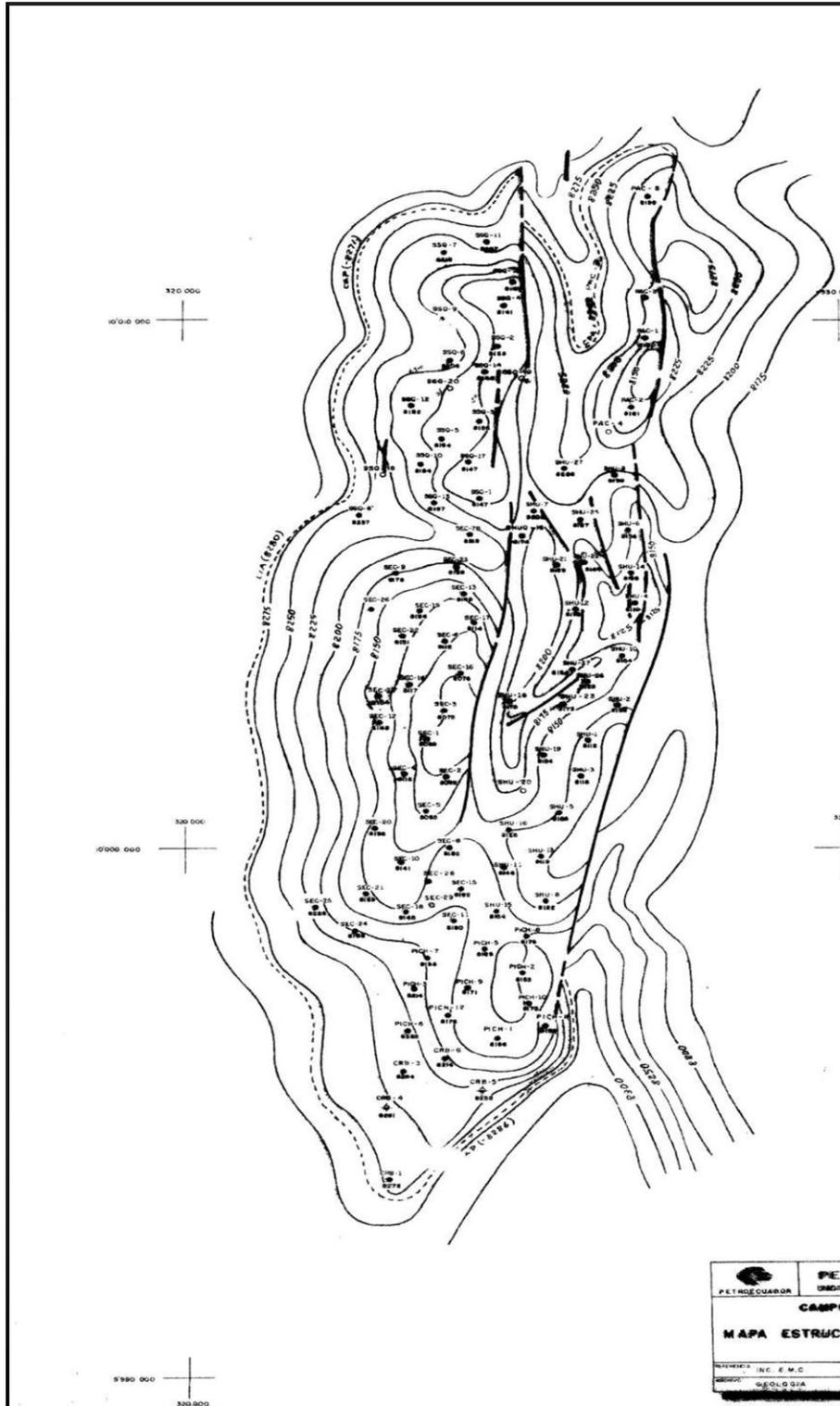
- Torres Paola., Varela Diego (2011). “Estudio de la factibilidad para la reutilización de los fluidos de perforación base agua en la perforación de las zonas productoras en pozos de desarrollo de la campaña de perforación 2011 para EPpetroecuador”.
- Navarrete María José. (2011) “Estudio de problemas presentados en la perforación de dos pozos y selección de fluidos de perforación para pozos de desarrollo del campo Orellana.
- SMITH BITS; Reporte final SECOYA-43D

ANEXOS

Anexo 1. Mapa Estructural Campo Libertador a la Base de la Caliza "A"



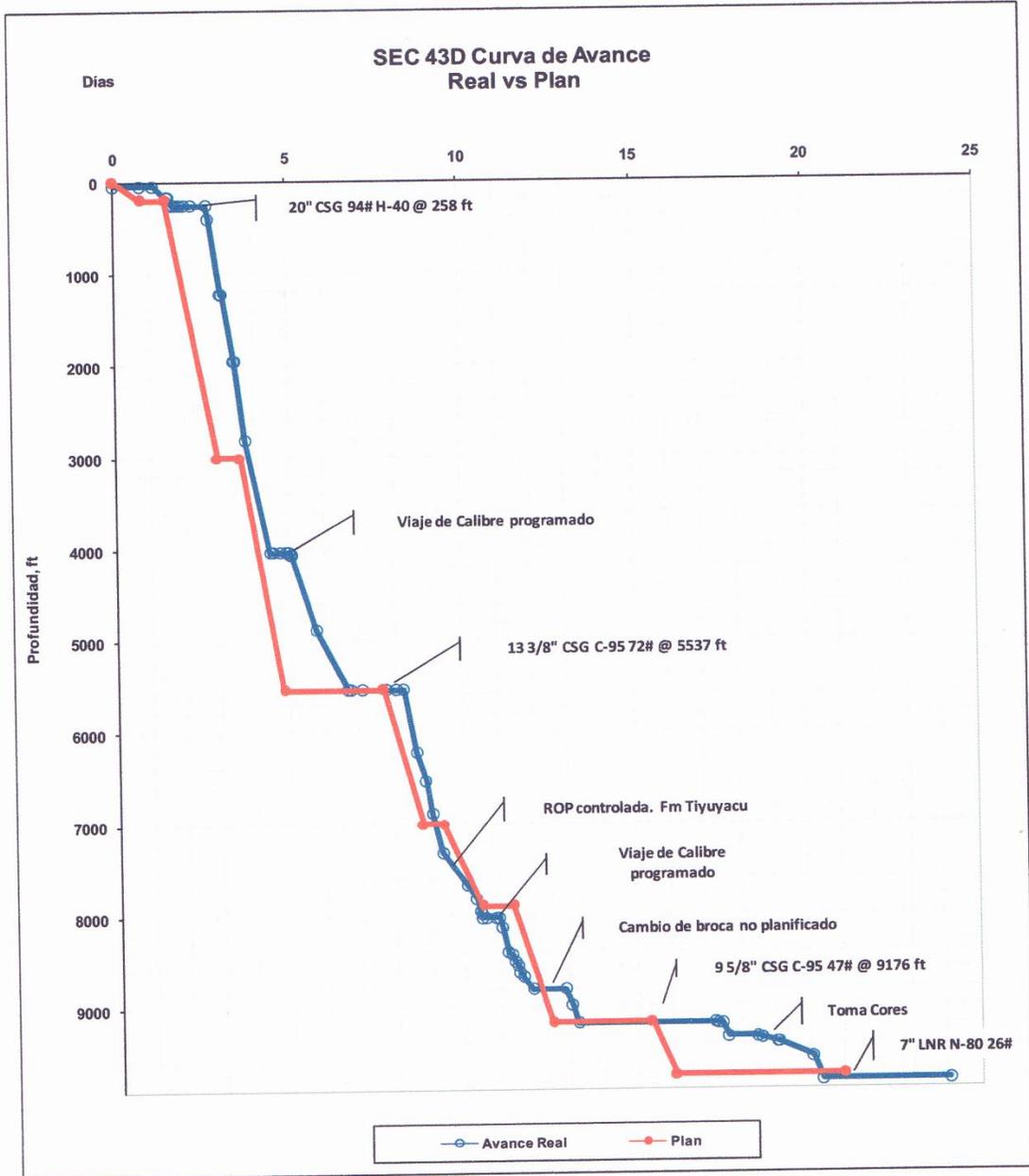
Anexo 2 Mapa Estructural Campo Libertador Tope "U Inferior"



Anexo 3: Curva de avance real vs. Plan

ANEXOS OPERATIVOS

CURVA DE AVANCE



Anexo 4: BIT RECORD



A Schlumberger Company

SECOYA 43D

EP PETROECUADOR



BIT RECORD

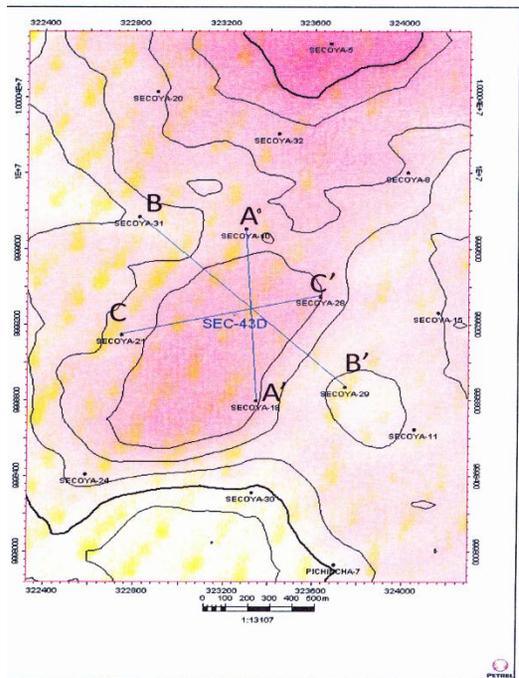
OPERATOR: EP PETROECUADOR
WELL NAME: SECOYA 43D
RIG: Sinopac-128

SPUD DATE: 21-Feb-12
TD DATE: 21-Feb-12

DATE IN: 31-Jan-12
DATE OUT: 21-Feb-12

BIT No	TAMARO	MARCA	TIPO	No. SERIE	IADC	BOQUILLAS (DCT)	PROF DE ENTRADA	PROF DE SALIDA	INTERVALO	HOURS PROMEDIO		ROP EFECTIVA	ROP PROMEDIO	RPM NOTARIA	RPM MOTOR	RPM TOTAL	WOB	PM	GPM	INC INOUT	SLIDING		DRIVE	LOAD (lbf)	FORMACION	CONDICION DE DESGASTE											
										ROP PROMEDIO	ROP PROMEDIO										OPTICAL	TYPE				1	2	WT	A	E	I	NO	TD				
1	28"	STC	XR+C	PR1130	115	6410 TFA-0.69	43'	258'	215'	12.5	11.28	19.06	17.2	50-120	N/A	50-120	6-18	50-150	140-370	0.0" / 0.0"	N/A	N/A	TOP DRIVE	8.7	TERCIARIO INOPERENCIADO	1	1	WT	A	E	I	NO	TD				
TOTAL ACUMULADO SECCION 28"										215'	12.5hrs	11hrs	19.1ft/hr	17.2ft/hr																							
2	16"	STC	SDS19MHPX	JE5615	M123	(5x12-5x13) TFA-0.641	258'	5,537'	5,279'	80.5	58.15	90.78	65.58	40-70	72-120	112-190	2-30	700-3800	600-1000	0.62" / 0.86"	21%	63%	PCM 9 58" LE 0.17 Rev/Gal. BH: 1.0"	8.7-9.5	TERCIARIO INOPERENCIADO	0	1	CT	S/G	X	I	BT	BHA				
TOTAL ACUMULADO SECCION 16"										5,279'	80.5hrs	58hrs	90.8ft/hr	65.6ft/hr																							
3	12 1/4"	STC	MSIS19HSPX	JF5121	M223	(4x13-3x14) TFA-0.800	5,537'	8,806'	3,269'	78	60.32	54.19	43.01	40-70	104-153	144-223	4-35	2000-3800	610-900	0.86" / 1.42"	3%	8%	PCM 8" LE 6740 0.17 Rev/Gal. BH: 1.10"	10.5	TIYUACU (Cgf Rep. Cgf) M. Cgf M. Cgf TEMA, BASAL, TEMA, NAPO	1	2	CT	S/G	X	1	BT/HC	PR				
4	12 1/4"	STC	MIS19HSPX	JY6826	M123	(5x14-2x15) TFA-1.097	8,806'	9,176'	370'	9	6.92	53.47	41.11	60	136-119	196-179	10-28	3100-3700	800-700	1.42" / 0.4"	0%	0%	PCM 8" LE 6740 0.17 Rev/Gal. BH: 1.15"	10.5	NAPO ("M2")	0	2	CT	S/G	X	I	HC	TD				
5	12 1/4"	STC	FDS+C	PW2333	117	(3x20-1x16) TFA-1.68	8,806'	9,176'	BROCA UTILIZADA PARA VIAJE DE CALIBRACION CON BHA CONVENCIONAL																												
TOTAL ACUMULADO SECCION 12 1/4"										3,639'	85hrs	67hrs	54.1ft/hr	42.8ft/hr																							
6	8 1/2"	STC	MDI619LBPX	JE3112	M123	(2x11-4x12) TFA-0.627	9,176'	9,335'	159'	5.5	4.6	34.78	28.81	40	116	156	20-22	1600	400	0.4" / 0.29"	0%	0%	PCM 6" 3/4 LE 6758 0.29 Rev/Gal. BH: 1.5"	8.8	NAPO ("A", "D" Rep. "U" Rep)	0	1	WT	S	X	I	CT/HC	CP				
	DBA	DBA	LC-11	V980211		TFA-0.45	9,335'	9,383'	58'	14.0	14.0	4.14	4.14	60-70	N/A	60-70	4-10	500	265	0.4" / 0.29"	0%	0%	TOP DRIVE	8.8	NAPO ("U" / "M")												
6R	8 1/2"	STC	MDI619LBPX	JE3112	M123	(2x11-4x12) TFA-0.627	9,383'	9,809'	416'	11.5	10.2	40.78	36.17	50-60	131-133	181-193	18-22	450-460	2100-2200	0.29" / 0.58"	0%	0%	PCM 6" 3/4 LE 6758 0.29 Rev/Gal. BH: 1.5"	8.9-9	NAPO ("B", "C", "D", "E", "F", "G", "H", "I", "J", "K", "L", "M", "N", "O", "P", "Q", "R", "S", "T", "U", "V", "W", "X", "Y", "Z", "AA", "AB", "AC", "AD", "AE", "AF", "AG", "AH", "AI", "AJ", "AK", "AL", "AM", "AN", "AO", "AP", "AQ", "AR", "AS", "AT", "AU", "AV", "AW", "AX", "AY", "AZ", "BA", "BB", "BC", "BD", "BE", "BF", "BG", "BH", "BI", "BJ", "BK", "BL", "BM", "BN", "BO", "BP", "BQ", "BR", "BS", "BT", "BU", "BV", "BW", "BX", "BY", "BZ", "CA", "CB", "CC", "CD", "CE", "CF", "CG", "CH", "CI", "CJ", "CK", "CL", "CM", "CN", "CO", "CP", "CQ", "CR", "CS", "CT", "CU", "CV", "CW", "CX", "CY", "CZ", "DA", "DB", "DC", "DD", "DE", "DF", "DG", "DH", "DI", "DJ", "DK", "DL", "DM", "DN", "DO", "DP", "DQ", "DR", "DS", "DT", "DU", "DV", "DW", "DX", "DY", "DZ", "EA", "EB", "EC", "ED", "EE", "EF", "EG", "EH", "EI", "EJ", "EK", "EL", "EM", "EN", "EO", "EP", "EQ", "ER", "ES", "ET", "EU", "EV", "EW", "EX", "EY", "EZ", "FA", "FB", "FC", "FD", "FE", "FF", "FG", "FH", "FI", "FJ", "FK", "FL", "FM", "FN", "FO", "FP", "FQ", "FR", "FS", "FT", "FU", "FV", "FW", "FX", "FY", "FZ", "GA", "GB", "GC", "GD", "GE", "GF", "GG", "GH", "GI", "GJ", "GK", "GL", "GM", "GN", "GO", "GP", "GQ", "GR", "GS", "GT", "GU", "GV", "GW", "GX", "GY", "GZ", "HA", "HB", "HC", "HD", "HE", "HF", "HG", "HH", "HI", "HJ", "HK", "HL", "HM", "HN", "HO", "HP", "HQ", "HR", "HS", "HT", "HU", "HV", "HW", "HX", "HY", "HZ", "IA", "IB", "IC", "ID", "IE", "IF", "IG", "IH", "II", "IJ", "IK", "IL", "IM", "IN", "IO", "IP", "IQ", "IR", "IS", "IT", "IU", "IV", "IW", "IX", "IY", "IZ", "JA", "JB", "JC", "JD", "JE", "JF", "JG", "JH", "JI", "JJ", "JK", "JL", "JM", "JN", "JO", "JP", "JQ", "JR", "JS", "JT", "JU", "JV", "JW", "JX", "JY", "JZ", "KA", "KB", "KC", "KD", "KE", "KF", "KG", "KH", "KI", "KJ", "KK", "KL", "KM", "KN", "KO", "KP", "KQ", "KR", "KS", "KT", "KU", "KV", "KW", "KX", "KY", "KZ", "LA", "LB", "LC", "LD", "LE", "LF", "LG", "LH", "LI", "LJ", "LK", "LL", "LM", "LN", "LO", "LP", "LQ", "LR", "LS", "LT", "LU", "LV", "LW", "LX", "LY", "LZ", "MA", "MB", "MC", "MD", "ME", "MF", "MG", "MH", "MI", "MJ", "MK", "ML", "MN", "MO", "MP", "MQ", "MR", "MS", "MT", "MU", "MV", "MW", "MX", "MY", "MZ", "NA", "NB", "NC", "ND", "NE", "NF", "NG", "NH", "NI", "NJ", "NK", "NL", "NM", "NO", "NP", "NQ", "NR", "NS", "NT", "NU", "NV", "NW", "NX", "NY", "NZ", "OA", "OB", "OC", "OD", "OE", "OF", "OG", "OH", "OI", "OJ", "OK", "OL", "OM", "ON", "OO", "OP", "OQ", "OR", "OS", "OT", "OU", "OV", "OW", "OX", "OY", "OZ", "PA", "PB", "PC", "PD", "PE", "PF", "PG", "PH", "PI", "PJ", "PK", "PL", "PM", "PN", "PO", "PP", "PQ", "PR", "PS", "PT", "PU", "PV", "PW", "PX", "PY", "PZ", "QA", "QB", "QC", "QD", "QE", "QF", "QG", "QH", "QI", "QJ", "QK", "QL", "QM", "QN", "QO", "QP", "QQ", "QR", "QS", "QT", "QU", "QV", "QW", "QX", "QY", "QZ", "RA", "RB", "RC", "RD", "RE", "RF", "RG", "RH", "RI", "RJ", "RK", "RL", "RM", "RN", "RO", "RP", "RQ", "RR", "RS", "RT", "RU", "RV", "RW", "RX", "RY", "RZ", "SA", "SB", "SC", "SD", "SE", "SF", "SG", "SH", "SI", "SJ", "SK", "SL", "SM", "SN", "SO", "SP", "SQ", "SR", "SS", "ST", "SU", "SV", "SW", "SX", "SY", "SZ", "TA", "TB", "TC", "TD", "TE", "TF", "TG", "TH", "TI", "TJ", "TK", "TL", "TM", "TN", "TO", "TP", "TQ", "TR", "TS", "TT", "TU", "TV", "TW", "TX", "TY", "TZ", "UA", "UB", "UC", "UD", "UE", "UF", "UG", "UH", "UI", "UJ", "UK", "UL", "UM", "UN", "UO", "UP", "UQ", "UR", "US", "UT", "UU", "UV", "UW", "UX", "UY", "UZ", "VA", "VB", "VC", "VD", "VE", "VF", "VG", "VH", "VI", "VJ", "VK", "VL", "VM", "VN", "VO", "VP", "VQ", "VR", "VS", "VT", "VU", "VV", "VW", "VX", "VY", "VZ", "WA", "WB", "WC", "WD", "WE", "WF", "WG", "WH", "WI", "WJ", "WK", "WL", "WM", "WN", "WO", "WP", "WQ", "WR", "WS", "WT", "WU", "WV", "WW", "WX", "WY", "WZ", "XA", "XB", "XC", "XD", "XE", "XF", "XG", "XH", "XI", "XJ", "XK", "XL", "XM", "XN", "XO", "XP", "XQ", "XR", "XS", "XT", "XU", "XV", "XW", "XX", "XY", "XZ", "YA", "YB", "YC", "YD", "YE", "YF", "YG", "YH", "YI", "YJ", "YK", "YL", "YM", "YN", "YO", "YP", "YQ", "YR", "YS", "YT", "YU", "YV", "YW", "YX", "YZ", "ZA", "ZB", "ZC", "ZD", "ZE", "ZF", "ZG", "ZH", "ZI", "ZJ", "ZK", "ZL", "ZM", "ZN", "ZO", "ZP", "ZQ", "ZR", "ZS", "ZT", "ZU", "ZV", "ZW", "ZX", "ZY", "ZZ")	0	1	WT	S/G	X	I	CT/HC	TD				
TOTAL ACUMULADO SECCION 8 1/2"										575'	17.0hrs	15hrs	38.8ft/hr	33.8ft/hr	LINER 7"																						
POZO COMPLETO										9706 ft	195.0hrs	151hrs	64.1ft/hr	49.8ft/hr																							
										FERNANDO ROSERO SMITH REPRESENTATIVE										ROMAN ROMERO COMPANY MAN																	

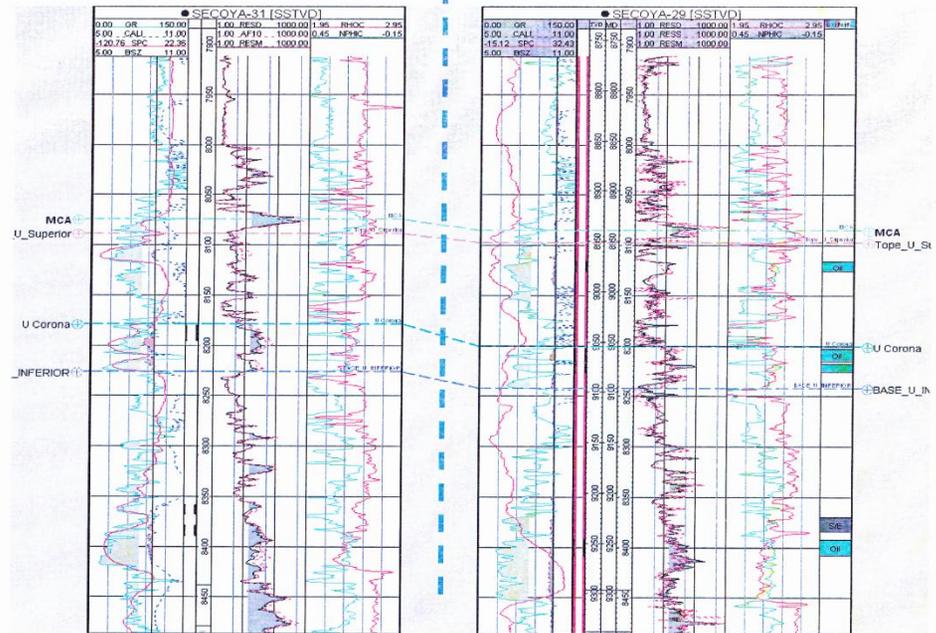
Anexo 6: Corte Estructural B-B'



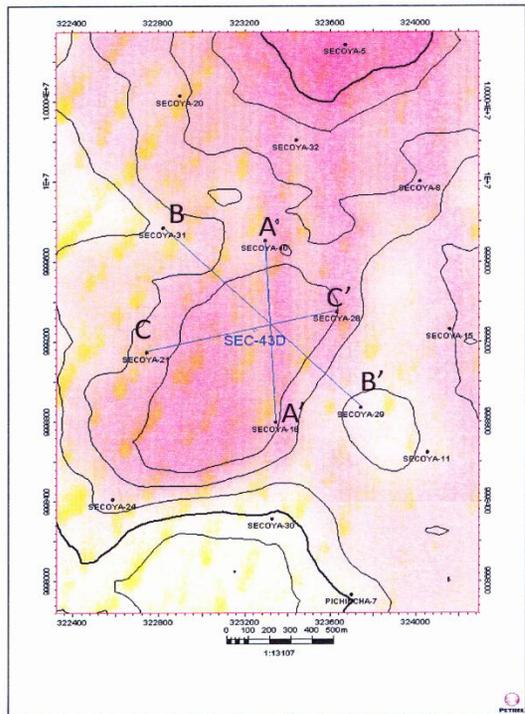
El marker "U Corona" representa el tope del nivel de interés

Corte Estructural B – B'

Pozo Sec-43D



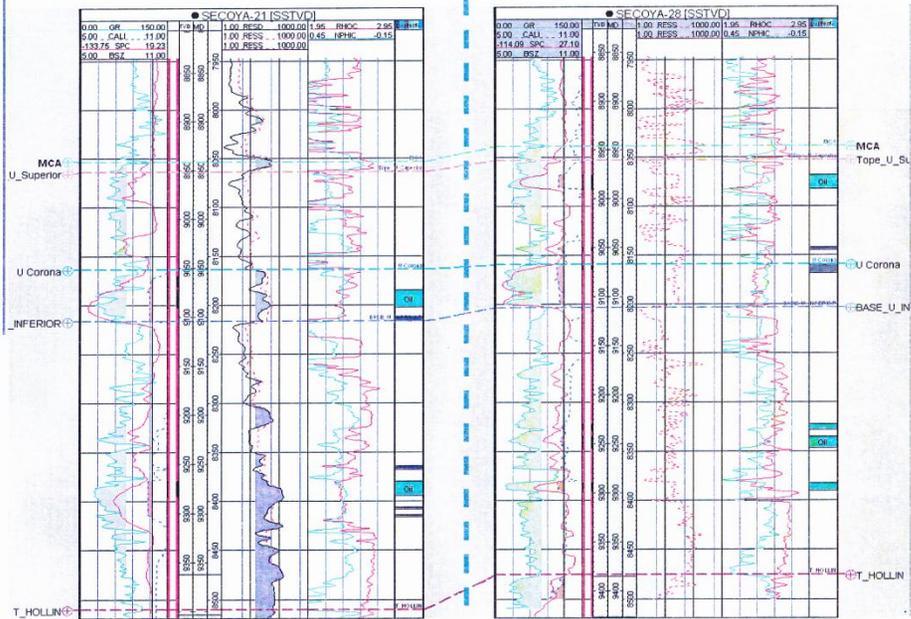
Anexo 7: Corte Estructural C-C'



El marker "U Corona" representa el tope del nivel de interés

Corte Estructural C – C'

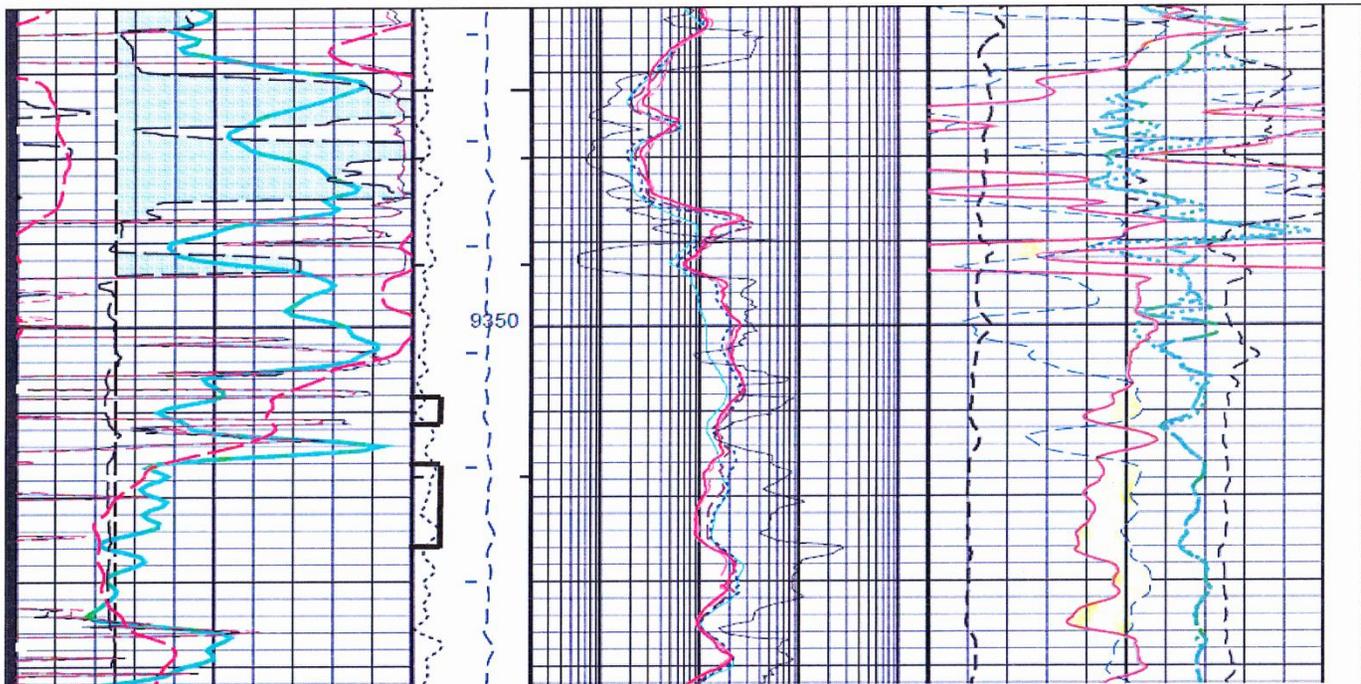
Pozo Sec-43D



Anexo 8: Arena "U" Inferior

Arena U inferior

Punzar9358/62' md y 9366'/76' md



Anexo 9: Diagrama de perforación secoya 43D

