



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

Tema:

**"ESTUDIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN LOS POZOS
EDÉN YUTURI D-113 Y EDÉN YUTURI D-88 DEL CAMPO EDÉN YUTURI;
PARA OBSERVAR Y ANALIZAR EL COMPORTAMIENTO DURANTE SU
PERFORACIÓN"**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGA EN
PETRÓLEOS**

Autora:

Diana Elizabeth Ballesteros Lara

Director de tesis:

Ing. Vinicio Melo

Quito-Ecuador

2010

II

DECLARACIÓN

Del contenido del presente trabajo se responsabiliza única y exclusivamente la autora.

Diana Elizabeth Ballesteros Lara

CI. 171483813-1

CERTIFICACIÓN

Certifico que la presente tesis de grado fue desarrollada en su totalidad por la señorita
DIANA ELIZABETH BALLESTEROS LARA

Ing. Vinicio Melo
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Al culminar este proyecto, no puedo olvidar agradecer a las personas sin quienes no hubiese sido posible concretarlo.

A mis padres, Galo y Ruth, por creer en mí, darme todo su apoyo durante toda mi vida, por formarme e inculcarme todos sus valores.

Al Ingeniero Vinicio Melo, por todo su apoyo, sus consejos, su valioso tiempo y sobre todo por proporcionarme los instrumentos necesarios para alcanzar el éxito en este trabajo.

A mi hermano José Luis, por su compañía, por sus únicas palabras, por hacerme reír, y ser mi compañero de vida.

A Edgar, por su amor, confianza y paciencia.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial por su vocación de servicio.

A todos Gracias.

DEDICATORIA

Para Galo, Ruth y José Luis, mi hermosa familia, quienes comenzaron a ayudarme sin que yo lo supiera.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
AGRADECIMIENTO	V
DEDICATORIA	VI
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE ECUACIONES	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XVIII
NOMENCLATURA	XIX
GLOSARIO	XXIV

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3	JUSTIFICACIÓN	2
1.4	IDEA A DEFENDER	3
1.5	VARIABLES	3
1.5.1	VARIABLES DEPENDIENTE.....	3
1.5.2	VARIABLES INDEPENDIENTES	4
1.6	METODOLOGÍA	4
1.6.1	MÉTODOS	4
1.6.2	TÉCNICAS	4
2.	DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA ORIENTE.....	5
2.1	FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	5
2.1.1	EVACUAR LOS RIPIOS DE PERFORACIÓN.....	5
2.1.2	CONTROLAR LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN.....	6
2.1.3	SUSPENDER Y DESCARGAR LOS RIPIOS.....	6
2.1.4	OBTURAR LAS FORMACIONES PERMEABLES	8

2.1.5	MANTENER LA ESTABILIDAD DEL POZO.....	8
2.1.6	MINIMIZAR DAÑOS A LA FORMACIÓN.....	9
2.1.7	ENFRIAR, LUBRICAR Y ALIVIANAR LA COLUMNA DE PERFORACIÓN.....	9
2.1.8	TRANSMITIR ENERGÍA HIDRÁULICA A HERRAMIENTAS Y BROCA.....	10
2.1.9	ASEGURAR UNA EVALUACIÓN ADECUADA DE LA FORMACIÓN.....	11
2.1.10	CONTROLAR LA CORROSIÓN.....	11
2.1.11	FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN.....	12
2.1.12	MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.....	12
2.2	CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	13
2.2.1	FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA.....	13
2.2.2	COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE AGUA.....	14
2.2.3	FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE (EMULSIONES).....	16
2.3	PROPIEDADES Y PRUEBAS FÍSICAS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADOS.....	16
2.3.1	REOLOGÍA E HIDRÁULICA.....	16
2.3.2	REGÍMENES DE FLUJO.....	17
2.3.3	TIPOS DE FLUIDO.....	18
2.3.4	TÉRMINOS USADOS EN LOS CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE FLUIDOS.....	19
2.3.5	NÚMERO DE REYNOLDS (NRe).....	19
2.3.6	NÚMERO CRÍTICO DE REYNOLDS (NRec).....	19
2.3.7	FACTOR DE FRICCIÓN (f).....	20
2.3.8	VISCOSIDAD.....	20
2.3.9	ESFUERZO DE CORTE.....	21

2.3.10	VELOCIDAD DE CORTE	21
2.3.11	VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE	22
2.3.12	RESISTENCIA DE LOS GELES O PROPIEDAD DE TIXOTROPÍA	23
2.3.13	CAÍDA DE PRESIÓN	24
2.3.1	EXCENTRICIDAD (€).....	25
2.3.2	PUNTO CEDENTE (YP)	26
2.3.3	DENSIDAD	27
2.3.4	FILTRADO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN, PÉRDIDA DE AGUA	29
2.4	PRUEBAS Y PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADOS	31
2.4.1	DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD LODO BASE AGUA (PM)	32
2.4.2	DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD DE FILTRADO (Pf/Mf)	33
2.4.3	DETERMINACIÓN DE CLORUROS.....	35
2.4.4	DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL CALCIO	36
2.4.5	DETERMINACIÓN DE DUREZA TOTAL.....	37
2.4.6	MBT (PRUEBA DE AZUL DE METILENO).....	38
2.4.7	DETERMINACIÓN DEL Ph	40
2.5	PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SISTEMAS	42
2.5.1	SISTEMA NATIVO DISPERSO	43
2.5.2	SISTEMA POLY-PLUS	46
2.5.3	SISTEMA KLA-STOP	52
2.6	CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS.....	55

2.6.1	QUÍMICA DE LAS ARCILLAS.....	55
2.6.2	ESTRUCTURA DE LAS ARCILLAS	55
2.6.3	MINERALES ARCILLOSOS	56
2.6.4	ESTADOS DE LAS ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	57
2.6.5	ESTADO AGREGADO	57
2.6.6	ESTADO DISPERSO.....	58
2.6.7	ESTADO FLOCULADO.....	60
2.6.8	ESTADO HIDRATADO	61
2.7	GEOLOGÍA REGIONAL.....	65
2.8	EL SISTEMA PETROLÍFERO DEL PRE-APTENSE	66
2.8.1	ROCA MADRE, RESERVORIO Y SELLO.....	67
2.8.2	GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO.....	69
2.8.3	TRAMPAS.....	71
3.	INFORMACION DE LOS POZOS EDÉN YUTURI D-88, EDÉN YUTURI D118.....	72
3.1	POZO EDÉN YUTURI D-88.....	72
3.1.1	EVENTOS PRINCIPALES EDÉN YUTURI D-88	73
3.1.2	RESUMEN PRIMER INTERVALO 17.5 PULGADAS.....	75
3.1.3	RESUMEN SEGUNDO INTERVALO 12.5.....	78
3.1.4	RESUMEN TERCER INTERVALO 8.5 PULGADAS	84
3.2	POZO EDÉN YUTURI D-113	89
3.2.1	EVENTOS PRINCIPALES EDÉN YUTURI D-113	90
3.2.2	RESUMEN DEL PRIMER INTERVALO 16 PULGADAS	91

3.2.3	RESUMEN SEGUNDO INTERVALO 12.25 PULGADAS	94
3.2.4	RESUMEN DEL TERCER INTERVALO 8.5 PULGADAS	98
4.	ANÁLISIS COMPARATIVO	101
4.1	CUADRO COMPARATIVO DE LOS POZOS EDÉN YUTURI D-88 y EDÉN YUTURI D-113	101
4.2	ANÁLISIS	103
4.3	GESTIÓN DE FLUIDOS	104
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
5.1	CONCLUSIONES	107
5.2	RECOMENDACIONES.....	109

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N°1: CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA.....	14
FIGURA N°2: RELACIÓN ENTRE EL NÚMERO DE REYNOLDS Y EL FACTOR DE FRICCIÓN	20
FIGURA N°3: VISCOSÍMETRO FANN	22
FIGURA N°4: EXCENRICIDADES DE UN TUBO EN UN ESPACIO ANULAR	26
FIGURA N°5: BALANZA DE LODO	28
FIGURA N°6: FILTRO PRENSA	30
FIGURA N°7: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE PM	33
FIGURA N°8: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE (PF)	34
FIGURA N°10: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CL^-	36
FIGURA N°11: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CA_2	37
FIGURA N°12: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE DT	38
FIGURA N°13: EQUIPO DE PRUEBA MBT	39
FIGURA N°14: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE MBT.....	39
FIGURA N°15: PH METRO	40
FIGURA N°16: ESTADO AGREGADO DE LAS ARCILLAS	58
FIGURA N°17: ESTADO DISPERSO DE LAS ARCILLAS	59

FIGURA N°18: ESTADO FLOCULADO DE LAS ARCILLAS	60
FIGURA N°19: ETAPAS SECUENCIALES EN LA INTERACCIÓN DEL AGUA CON LA ARCILLA	62
FIGURA N°20: MAPA TECTÓNICO DE LA CUENCA ORIENTE.	66
FIGURA N°21: ESQUEMA DE LA EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DURANTE EL TRIÁSICO SUPERIOR A CRETÁCICO TEMPRANO.	67
FIGURA N°22: FACIES SÍSMICAS PRE-APTENSES DE LA CUENCA ORIENTE.....	70
FIGURA N°23: VOLUMEN DESHIDRATACIÓN	105
FIGURA N°24: VOLUMEN CORTES DE PERFORACIÓN	106

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN N°1: VELOCIDAD ANULAR	6
ECUACIÓN N°2: ECUACIÓN DE VISCOSIDAD.....	21
ECUACIÓN N°3: VELOCIDAD DE CORTE.....	21
ECUACIÓN N°4: PUNTO CEDENTE	27

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N°1: PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN	42
TABLA N°2: PROPIEDADES TÍPICAS SISTEMA NATIVO DISPERSO.....	44
TABLA N°3: PRODUCTOS TÍPICOS Y FUNCIÓN PRINCIPAL SISTEMA NATIVO DISPERSO.....	45
TABLA N°4: PROPIEDADES TÍPICAS SISTEMA POLYPLUS.....	48
TABLA N°5: PRODUCTOS TÍPICOS Y FUNCIÓN PRINCIPAL DEL SISTEMA POLYPLUS	49
TABLA N°6: PRODUCTOS QUÍMICOS SISTEMA POLYPLUS	51
TABLA N°7: CARACTERÍSTICAS DE MINERALES	56
TABLA N°8: INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO	73
TABLA N°9: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL PRIMER INTERVALO EDÉN YUTURI D-88.....	76
TABLA N°10: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO EDÉN YUTURI D-88.....	79
TABLA N°11: DENSIDAD DEL FLUIDO	80
TABLA N°12: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL TERCER INTERVALO EDÉN YUTURI D-88.....	85
TABLA N°13: INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO EDÉN YUTURI D-113	89

TABLA N°14: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL PRIMER INTERVALO EDÉN YUTURI D-113.....	92
TABLA N°15: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO EDÉN YUTURI D-113.....	95
TABLA N°16: PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL TERCER INTERVALO EDÉN YUTURI D-113.....	99
TABLA N°17: CUADRO COMPARATIVO.....	101

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N°-1: CORTES ARCILLOSOS “ENCAPSULADOS” POR EL PRODUCTO POLY_PLUS	112
ANEXO N°-2: BROCA LIMPIA EN SUPERFICIE, VIAJE A SUPERFICIE DESDE 4034 PIES MD, LODO NATIVO-DISPERSO	113
ANEXO N°-3: BROCA LIMPIA EN SUPERFICIE, CON ESCASO MATERIAL DE ARRASTRE, VIAJE A SUPERFICIE DESDE 6300 PIES MD, LODO KLA-STOP/POLY-PLUS	114
ANEXO N°-4: TOPES DE LAS FORMACIONES EDÉN YUTURI D-88	115
ANEXO N°-5: BROCA Y ESTABILIZADOR HOYO DE 12 ¼ PULGADAS EDÉN YUTURI D-113	116
ANEXO N°-6: TOPES DE LAS FORMACIONES DEL INTERVALO, PIES (MD/TVD) EDÉN YUTURI D-113.....	117

NOMENCLATURA

A/A

Aceite/agua

API

Instituto Americano del Petróleo

BaSO₄

Sulfato de Bario (Barita)

bbbl

Barriles

CaCO₃

Carbonato de calcio

cc

Centímetros cúbicos

CMC

carboximetilcelulosa

cp

Centipoise

CPA

Celulosa Polianiónica

Fe₃O₄

Óxido ferroso

gal

Galones

GPM

Galones por minuto

ID

Diámetro interno

in

Pulgadas

KCl

Cloruro de potasio

KOH

Hidróxido de potasio

lb

Libras

LPC

Libras por pie cúbico

lpg

Libras por galón

lpb

Libras por barril

LWD

Registro al perforar

MD

Profundidad medida

min

Minutos

Mud Log

Registro geológico

Mud Loggers

Registradores de lodo

MMBBL

Millones de barriles

MWD

Medición al perforar

NaCl

Cloruro de sodio

NaOH

Hidróxido de sodio

OD

Diámetro externo

OBM

Fluido de perforación base petróleo

PbS

Sulfuro de plomo nativo

pc

Pie cúbico

PFM

Fluido de perforación neumático

pH

Potencial de hidrógeno

PM

Alcalinidad lodo base agua

Pf/Mf

Alcalinidad de filtrado

PCD

Pies cúbicos por día

PPB

Libras por barril

ppm

Partes por millón

psi

Libras por pulgada cuadrada

PV

Viscosidad Plástica

Qt

Un cuarto de galón

ROP

Velocidad de penetración

rpm

Revoluciones por minuto

S/A

Sintético/agua

seg

Segundos

seg/L

Segundos por litro

SAPP

Pirofosfatos

TVD

Profundidad vertical verdadera

WBM

Fluidos de perforación base agua

Vd

Baldes de agua

Y

Velocidad de corte

YP

Punto cedente

GLOSARIO

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. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto cedente y el esfuerzo de gel aumentan.

Aditivo de Lodo Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Arcilla Una tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. Los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, esfuerzos de corte como la molienda, los efectos de velocidad, etc., formando partículas extremadamente pequeñas con tamaños comprendidos entre tamaños submicrónicos y 100 micrones.

Arcilla atapulguita Una arcilla coloidal viscosificante que se usa principalmente en lodos a base de agua salada. La atapulguita, una tierra de Fuller especial, es un silicato de aluminio de magnesio hidratado.

Balanza de Lodo Una balanza de balancín usada para determinar la densidad del lodo. Se compone principalmente de una base, un balancín graduado con un vaso de volumen constante, una tapa, un caballero, un cuchillo y un contrapeso.

Barita, Baritina o Sulfato de Bario Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Barril Una unidad volumétrica de medición usada en la industria del petróleo, igual a 42 galones U.S.

Barril Equivalente Una unidad de laboratorio usada para evaluar o probar los fluidos de perforación. Un gramo de material, al ser añadido a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb de material añadido a un barril de fluido de 42 galones.

Bentonita Una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico “bentonita” no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

Deposición Significa literalmente “poner en depósito”; se refiere al proceso por el cual los sedimentos llegan a su posición en una formación geológica.

Decremento Una disminución de la presión, generalmente relacionada con la diferencia de presión entre una formación productiva y la tubería de producción a través de la cual está produciendo.

Derrumbe Una forma grave de desprendimiento.

Derrumbe por presión El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo como resultado de las presiones internas, debido principalmente al hinchamiento causado por la hidratación o las presiones de gas de la formación.

Desarenador, Deslimador Aparato de remoción de sólidos basado en el hidrociclón, para separar la arena o el limo del lodo.

Descomposición Térmica La descomposición química de un compuesto o sustancia en sustancias simples o en los elementos que lo componen, causada por la temperatura.

Desespumante Cualquier sustancia usada para reducir o eliminar la espuma mediante la reducción de la tensión superficial.

Desfloculación Disolución de los flóculos de las estructuras de gel mediante el uso de un diluyente.

Deshidratación Remoción del agua libre o combinada de un compuesto.

Desprendimiento El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo, como resultado de formaciones incompetentes y no consolidadas; ángulo o pendiente alta; y humectación a lo largo de los planos internos de estratificación.

Dewatering El proceso de eliminación del agua de lodos de perforación base agua. La deshidratación puede implicar un tratamiento químico para la floculación y la agregación de los sólidos seguida de la separación mecánica, tales como la centrifugación, o tratamientos mecánicos.

Electrolito Una sustancia que se desasocia en iones de cargas positivas y negativas cuando está en solución o en un estado fundido, y luego conduce una corriente eléctrica. Los ácidos, las bases y las sales son electrolitos comunes.

Emulsificante o Agente Emulsificante Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles. Los emulsificantes se pueden dividir, según su comportamiento, en agentes iónicos y no iónicos. Los tipos iónicos también se pueden

dividir en tipos aniónicos, catiónicos y anfóteros, según la naturaleza de los grupos iónicos activos.

Floculación Asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, asociación no paralela de laminillas de arcilla. En suspensiones concentradas, como los fluidos de perforación, la floculación produce gelificación. En algunos fluidos de perforación, después de la floculación puede producirse una precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido, por ej., capas de arcilla roja.

Inhibidor (Corrosión) Cualquier agente que al ser agregado a un sistema, ralentiza o previene una reacción química o corrosión. Los inhibidores de corrosión se usan ampliamente en las operaciones de perforación y producción, para prevenir la corrosión de los equipos metálicos expuestos al sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua salada, etc. Los inhibidores comunes agregados a los fluidos de perforación son las aminas formadoras de película, los secuestrantes de oxígeno, los inhibidores pasivantes y los productos químicos amortiguadores de pH.

Inhibidor (Lodo) Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Píldora de Matar Una píldora saturada de que se usa para aislar una zona productiva de los fluidos de completación.

Pistoneo Al retirar la tubería del pozo en un lodo viscoso o cuando la barrena está embolada, se crea una succión.

Salmuera Agua saturada o con una alta concentración de sal común (cloruro de sodio); por lo tanto, cualquier solución salina fuerte que contiene otras sales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

Lodos aceitosos Desechos sólidos con contenido de hidrocarburos, como: sólidos congénitos del crudo, hidrocarburos impregnados al suelo, sedimentos de sistemas de contención de hidrocarburos (tanques, fosas, presas, etc.).

Lodos de perforación Mezcla de arcillas, agua y químicos usada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para transportar los ripios de perforación a la superficie, para prevenir el colapso de las paredes del pozo y para controlar el flujo ascendente de crudo o gas.

Partículas suspendidas totales (PST) Término utilizado para designar la materia particulada en el aire.

Ripios de perforación Tierra y rocas removidas durante las operaciones de perforación de pozos de exploración o producción. Los ripios se impregnan de aceite por su contacto con lodos de perforación.

Sistemas API Equipos de decantación para la separación agua-aceite.

Sólidos en suspensión totales (SST) Partículas presentes en las aguas residuales que son retenidas en un medio filtrante de microfibra de vidrio, con un diámetro de poro de 1.5 micras o su equivalente.

Agua congénita Agua contenida en condiciones naturales en algunos yacimientos. Se presenta asociada al crudo producido.

Clorohidrocarburos pesados Cadenas de hidrocarburos en los que un número variable de hidrógenos ha sido sustituido por átomos de cloro. Los clorohidrocarburos pesados son aquellas cadenas que contienen desde cuatro hasta seis átomos de cloro, siendo estos últimos conocidos como hexaclorados.

Compuestos orgánicos volátiles (COV) Compuestos orgánicos que se evaporan a temperatura ambiente, incluyendo varios hidrocarburos, compuestos oxigenados y compuestos con contenido de azufre. Por convención, el metano (CH_4) se considera por

separado. Los COV contribuyen a la formación de ozono troposférico mediante una reacción fotoquímica con los óxidos de nitrógeno (NO_x).

Compuestos orgánicos totales (COT) Representan la suma de emisiones evaporativas de tanques, torres de enfriamiento, separadores API, válvulas, bridas, conectores y sellos.

Condiciones particulares de descarga Conjunto de parámetros físicos, químicos y biológicos y de sus niveles máximos permitidos en las descargas de agua residual, determinados por la Comisión Nacional del Agua para el responsable o grupo de responsables de la descarga o para un cuerpo receptor específico, con el fin de preservar y controlar la calidad de las aguas conforme a la Ley de Aguas Nacionales y su reglamento.

Dióxido de carbono (CO₂) Gas de efecto invernadero que se produce por la oxidación de compuestos que contienen carbono.

Emisiones fugitivas Emisiones que escapan de un sistema supuestamente cerrado. Cuando se habla de emisiones fugitivas, típicamente se consideran las emisiones de COV y metano.

Gases de efecto invernadero (GEI) Gases que contribuyen a la formación de una cubierta térmicamente aislante alrededor de la Tierra. Los principales GEI son: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso e hidrocarburos halogenados.

Grasas y aceites (GyA) Cualquier material que pueda ser recuperado como una sustancia soluble, en los siguientes solventes: n-hexano, triclorotrifluoroetano o una mezcla de 80% de n-hexano y 20% de metiltertbutiléter.

Índice de frecuencia Relación del número de accidentes incapacitantes ocurridos por millón de horas-hombre con exposición al riesgo, laboradas en un periodo determinado.

Cementación: Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

Perforación: Operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos.

Píldora Cualquier cantidad relativamente pequeña (menos de 200 barriles) de una mezcla especial de fluido de perforación para llevar a cabo una tarea específica que el fluido de perforación normal no puede realizar. Los ejemplos incluyen las píldoras de alta viscosidad para ayudar a los rípidos de salir de un pozo vertical, las píldoras de agua dulce para disolver invadir formaciones salinas, tuberías liberar pastillas para destruir torta de filtro y aliviar el diferencial de las fuerzas de adherencia y pastillas de material perdido la circulación para conectar una zona de ladrón.

Zaranda Cualquiera de varios dispositivos mecánicos que utilizan mallas para eliminar los recortes y otros sólidos grandes del lodo.

Zona o Formación Productiva La formación perforada que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

RESUMEN

Este trabajo fue desarrollado para realizar el estudio de los fluidos de perforación usados en los pozos Edén Yuturi d-113 y Edén Yuturi d-88 del campo Edén Yuturi; para observar y analizar el comportamiento durante su perforación y poder establecer conclusiones y recomendaciones en la perforación futura de pozos en el Bloque 15.

De la misma forma se exponen algunas consideraciones concretas aplicadas a los sistemas más comúnmente usados en la perforación.

En el primer capítulo se plantea el tema y los objetivos que se pretende lograr con este trabajo, así mismo la justificación y propuesta a defender.

El segundo capítulo se describen las funciones de los fluidos de perforación, así como las pruebas que estos deben cumplir, además se hace un pequeño resumen de la geología regional, y se describen los sistemas de lodos usados en los pozos estudiados.

En el tercer capítulo, se muestra toda la información y el desarrollo de los pozos Edén Yuturi D-88 y Edén Yuturi D-113, resumiéndose por intervalos el proceso usado por la compañía MI-Swaco en su programa de lodos.

El cuarto capítulo comprende el análisis de los fluidos de perforación utilizados en los dos pozos considerados; mediante cuadros y graficas se presentan las diferencias principales.

Finalmente en el quinto capítulo se obtienen las conclusiones y recomendaciones correspondientes al análisis realizado en el capítulo anterior.

SUMMARY

This work was developed for the study of fluids used in drilling wells Edén Yuturi D-113 and Edén Yuturi D-88 at the Edén Yuturi field, to observe and analyze the behavior during drilling and to draw conclusions and recommendations in future drilling of wells in Block 15. In the same way are some specific considerations applied to the more commonly used in drilling. The first chapter discusses the issue and the objectives to be achieved with this work, likewise the rationale and proposed to defend.

The second chapter describes the functions of drilling fluids, and the evidence that they must comply, also takes a brief summary of regional geology, and describes the mud systems used in the wells studied.

At the third chapter shows all the information and development wells Edén Yuturi D-113 and Edén Yuturi D-88, summarizing and off the process used by the MI-Swaco company in its program of sludge. The fourth chapter deals with the analysis of drilling fluids used in the two wells considered, using charts and graphics are major differences.

Finally in the fifth chapter conclusions and recommendations obtained for the analysis in the previous chapter.

Ing. Vinicio Melo

DIRECTOR DE TESIS

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La aplicación de los Fluidos de Perforación en la industria Petrolera para la perforación de pozos, constituyen una de las fases principales y de mayor importancia en todo el proceso.

La efectividad de estos fluidos depende de propiedades físicas- químicas muy numerosas. En la determinación de estas propiedades se emplea métodos y procedimientos con aparatos que se pueden utilizar en el campo o en el laboratorio, a través de ellos logramos información exacta de las propiedades del fluido de perforación con que se está trabajando, con el objetivo de lograr una óptima aplicación de este recurso en el proceso de perforación.

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas en forma rentable. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo.

El equipo de fluidos se asegurará que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico.

El fluido de perforación es el factor más importante durante la perforación para evitar tiempos no productivos en la cual se traduce en costos económicos adicional. El análisis de los fluidos se realizo haciendo comparaciones entre dos pozos ya perforados.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar los fluidos de perforación, en los pozos EDÉN YUTURI D-113 y EDÉN YUTURI D-88, para observar y analizar su comportamiento en la perforación de estos pozos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Proporcionar los conocimientos para el control del fluido de perforación y minimizar los problemas que ocurren durante la perforación del pozo
2. Describir las pruebas y los ensayos necesarios para mejorar o mantener las propiedades adecuadas del lodo.
3. Seleccionar el tipo de lodo usado en el campo Edén Yuturi.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Debido a las características propias del manejo de fluidos de perforación, se hace necesario el análisis de estos programas de perforación, con el objetivo de comprobar el desempeño de acción de estos fluidos; esta información nos ayudará a desarrollar, planificar y pronosticar lo que puede suceder durante la perforación de pozos incluyendo los problemas con sus viables soluciones.

1.4 IDEA A DEFENDER

Al usar fluidos de perforación en los pozos EDÉN YUTURI D-113 y EDÉN YUTURI D-88, los ripios de perforación son retirados del pozo a medida que se generan debido a la rotación de la broca.

Para lograr que este material se evacúe con el fluido de perforación, este fluido debe cumplir con determinadas características físicas, químicas y reológicas, para que de este modo al hacerlo circular a través de la tubería de perforación y del anular hueco-tubería se transporten los ripios a superficie, evitando el derrumbamiento y/o el hinchamiento de las formaciones geológicas atravesadas.

1.5 VARIABLES

1.5.1 VARIABLES DEPENDIENTES

- Litología de los pozos
- Presión y temperatura de los pozos
- Profundidad de la formación

1.5.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

- Tipos de aditivos usados en los fluidos de perforación
- Problemas de la formación durante la perforación.

1.6 METODOLOGÍA

1.6.1 MÉTODOS

- **Método exploratorio**

Por medio de este método vamos a comparar y verificar el comportamiento de los fluidos de perforación para verificar su cumplimiento de acción propuesto en la perforación de los pozos.

- **Método analítico**

Este método nos servirá al analizar la eficacia y los resultados de los fluidos de perforación usados.

1.6.2 TÉCNICAS

- Revisión de documentos en la “Dirección Nacional de Hidrocarburos”, departamento de exploración y explotación
- Revisión de literatura específica
- Manuales de Fluidos de Perforación
- Libros
- Internet

CAPÍTULO II

2. DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA ORIENTE

Los fluidos de perforación cumplen un papel primordial en el proceso de la perforación de un pozo. Debido a que en el análisis se utilizarán fluidos de perforación líquidos, a continuación se presenta cuáles sus funciones estándares, las propiedades que ayudan al cumplimiento de estas funciones y los posibles daños colaterales que pueden causar.

2.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las funciones de los fluidos de perforación son las siguientes:

2.1.1 EVACUAR LOS RIPIOS DE PERFORACIÓN.

Los ripios de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son formados por la broca para esto, se hace circular el fluido a través de la broca, para arrastrar y transportar los ripios a través del espacio anular hasta la superficie.

La remoción de los ripios (limpieza del pozo) depende del tamaño, forma y densidad de los ripios, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

De no existir una buena limpieza del agujero, el material solido se deposita en el espacio anular causando un incremento en la torsión, la tensión y en la presión hidrostática.

La velocidad de caída de los ripios puede calcularse por varias formulas, pero estas son solo aproximaciones.

Ecuación N°1: Velocidad anular

$$\frac{\text{---}}{\text{---}}$$

Fuente: FIPETROL

Elaborado por: Diana Ballesteros.

2.1.2 CONTROLAR LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN

A medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad de las paredes. Esto impide además, que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo.

2.1.3 SUSPENDER Y DESCARGAR LOS RIPIOS

Los ripios de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación.

Cuando el fluido no está circulando se elimina la fuerza de levantamiento del mismo, los detritos suspendidos en el fluido pueden descender al fondo del pozo y obstruir la perforación.

Es por eso que los fluidos de perforación están diseñados con una propiedad llamada tixotropía que permite resolver este problema.

El espesor o la viscosidad del fluido se incrementan a medida que el movimiento del fluido se hace más lento. Cuando el fluido se detiene, se forma un gel espeso que mantiene los detritos de la roca en suspensión y evita que descendan al fondo del pozo, cuando el fluido comienza a moverse nuevamente, se torna cada vez menos espeso y vuelve a su estado anterior, es decir, se transforma en un fluido liviano y líquido.

Algunos factores que afectan directamente la habilidad de suspensión, entre los que se pueden mencionar:

- Densidad
- Viscosidad
- Geles del fluido de perforación
- Densidad de los ripios

Los sólidos de formación que se sedimentan durante los períodos estáticos pueden generar empacamiento de la sarta y pérdida de circulación.

2.1.4 OBTURAR LAS FORMACIONES PERMEABLES

Los sistemas de fluido de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación. Si una formación está fracturada y/o fisurada, deben usarse materiales puenteantes.

2.1.5 MANTENER LA ESTABILIDAD DEL POZO

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

La inestabilidad del pozo se identifica por derrumbes de formación, que generan agujeros reducidos, puentes y relleno del pozo.

El ensanchamiento del pozo causa bajas velocidades de flujo anular, deficiente limpieza del pozo, cementación deficiente, en formaciones de arena y arenisca, el ensanchamiento se debe a la erosión causada por la fuerza hidráulica y la excesiva velocidad en las toberas de la broca.

2.1.6 MINIMIZAR DAÑOS A LA FORMACIÓN

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación.

2.1.7 ENFRIAR, LUBRICAR Y ALIVIANAR LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando el calor de la fuente (fricción) y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. A mayor densidad del lodo, menor será el peso de la sarta en el gancho.

Algunas partículas contenidas en el lodo se depositan en las paredes del pozo y hacen que la fricción y erosión sean mínimas. La lubricidad de los fluidos base aceite es mejor que la de un fluido base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes.

La lubricación puede ser de especial importancia para los pozos de alcance extendido u horizontal, en los que la fricción entre la tubería de perforación, la broca y la superficie de la roca debe ser mínima.

2.1.8 TRANSMITIR ENERGÍA HIDRÁULICA A HERRAMIENTAS Y BROCA

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración y/o alimentar los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de Medición al Perforar (MWD).

Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las boquillas de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba a fin de maximizar la caída de presión en el trépano u optimizar la fuerza de impacto del jet sobre el fondo del pozo. Esto se limita por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo.

Un programa hidráulico determinará el gasto óptimo con el que la potencia hidráulica, la velocidad de penetración, la limpieza del pozo y la densidad equivalente queden balanceadas, obteniendo el máximo rendimiento de la bomba de lodos.

Si los ripios no son removidos, la broca vuelve a triturarlos y por lo tanto hay caída en la rata de perforación.

Los principales factores que afectan esta función son:

- La densidad
- La viscosidad del lodo
- El tamaño de los jets de la broca
- Rata de flujo

2.1.9 ASEGURAR UNA EVALUACIÓN ADECUADA DE LA FORMACIÓN

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria.

La toma de registros eléctricos requiere que el fluido de perforación sea conductor de la electricidad y que tenga propiedades eléctricas diferentes a las de los fluidos de la formación, para poder obtener registros eléctricos interpretables.

Las propiedades óptimas del fluido de perforación deben mantenerse durante todas las operaciones de perforación, registros y completación.

2.1.10 CONTROLAR LA CORROSIÓN

Los componentes de la sarta de perforación y casings en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el O₂, CO₂ y H₂S pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. El fluido

de perforación además no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados.

2.1.11 FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento pueda ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida.

2.1.12 MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.

Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo, la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

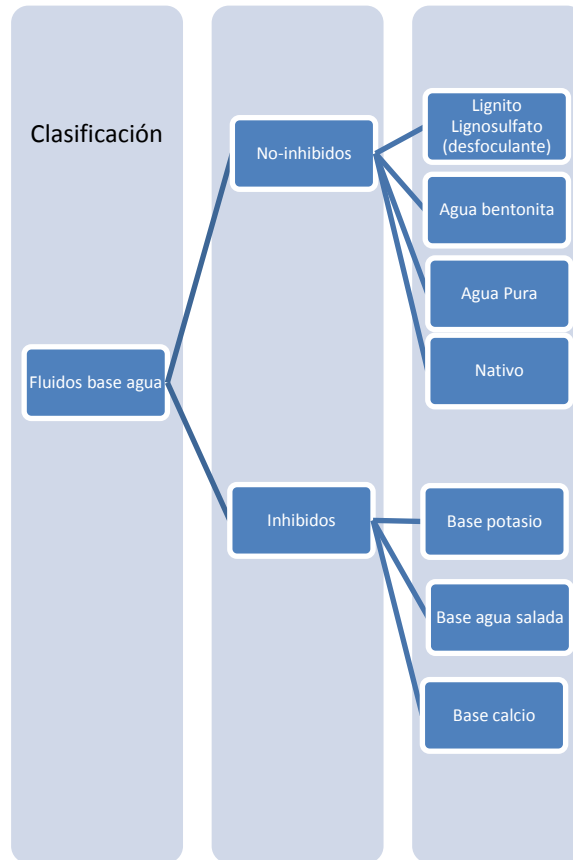
No existen lodos similares, aún en el caso de que los lodos sean inicialmente muy semejantes, los efectos diversos de los elementos de la formación y el manejo que se haga de los lodos en superficie introducirán diferencias.

Los fluidos de perforación se clasifican en líquidos, gaseosos y mixtos. Dentro de la clasificación de los fluidos líquidos, en base a la acción que este fluido tiene sobre los sólidos perforados que se incorporan al sistema y al efecto que el fluido tiene sobre las arcillas que se encuentran en las formaciones a perforar; se tiene:

2.2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Los fluidos base agua son los fluidos de perforación más extensamente usados, son generalmente fáciles de preparar, baratos de mantener y pueden ser formulados para cubrir una gran cantidad de problemas de perforación.

FIGURA N°1: Clasificación de los fluidos base agua



Fuente: Amoco Production Company Drilling Fluids Manual

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.2.2 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE AGUA

La composición del fluido de perforación es función de los requerimientos de una operación de perforación. La mayoría de los lodos de perforación son a base de agua y forman un sistema constituido básicamente por las siguientes fases:

- **Fase líquida**

Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo).

- **Fase coloidal o reactiva.**

Esta fase está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. Si el lodo es de agua dulce se utiliza montmorillonita, y para lodos elaborados con agua salada se utiliza una arcilla especial, cuyo mineral principal es la atapulgita.

- **Fase inerte.**

Esta fase está constituida por el material densificante (barita), el cual es sulfato de bario pulverizado de alta gravedad específica. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican dentro de esta fase.

- **Fase química**

Está constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, sólidos disueltos, reductores de filtrado, y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño.

2.2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE (EMULSIONES)

Un fluido base aceite puede ser definido como un fluido de perforación el cual contiene aceite (petróleo, diesel, etc.) como fase continua o externa y agua, como fase discontinua o interna. Todos los aditivos son dispersables en aceite y el filtrado de lodo es aceite, el agua, si esta presente, está emulsionada en la fase del petróleo.

En los fluidos base agua, la primera parte de la clasificación indica el efecto del fluido sobre los sólidos perforados, mientras que la segunda indica el efecto sobre las arcillas en las formaciones.

2.3 PROPIEDADES Y PRUEBAS FÍSICAS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADOS

En los fluidos de perforación el control de las propiedades físicas y químicas son primordiales para tener un buen desempeño en todas las operaciones del fluido en el pozo.

2.3.1 REOLOGÍA E HIDRÁULICA

Reología e hidráulica de fluidos son términos de ingeniería que describen el comportamiento de fluidos en movimiento.

2.3.2 REGÍMENES DE FLUJO

Hay tres tipos básicos de regímenes de flujo, que son:

- Laminar
- Turbulento
- Transición

El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes del cauce a través del cual se mueve el fluido. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es menor en este tipo de flujo. Los parámetros reológicos del lodo son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en lodos de flujo laminar.

El flujo turbulento se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es mayor para este tipo de flujo. Los parámetros reológicos no son de gran significación en el cálculo de las pérdidas de presión friccional para lodos en flujo turbulento.

Tiene lugar flujo transicional cuando el flujo cambia de flujo laminar a flujo turbulento o viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa.

2.3.3 TIPOS DE FLUIDO

Hay dos tipos básicos de fluidos, Newtoniano y no Newtoniano. Se han desarrollado modelos reológicos e hidráulicos para caracterizar el comportamiento del flujo de estos dos tipos de fluidos.

Los fluidos newtonianos tienen una viscosidad constante a determinadas condiciones de temperatura y presión. Los fluidos newtonianos comunes incluyen:

- Diesel
- Agua
- Glicerina
- Salmueras claras

Los fluidos no newtonianos tienen viscosidades que dependen de velocidades de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión.

Ejemplos de fluidos no newtonianos incluyen:

- La mayoría de los fluidos de perforación
- El cemento.

2.3.4 TÉRMINOS USADOS EN LOS CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE FLUIDOS

Se usan ecuaciones matemáticas para predecir el comportamiento de los fluidos de perforación que circulan a través de las tuberías y espacios anulares.

Las velocidades y caídas de presión encontradas durante la circulación son de particular importancia para las operaciones de perforación.

Varios importantes términos usados en cálculos de hidráulica se definen debajo.

2.3.5 NÚMERO DE REYNOLDS (NRe)

Un término numérico adimensional decide si un fluido circulante estará en flujo laminar o turbulento.

A menudo un número de Reynolds mayor de 2,100 marcará el comienzo de flujo turbulento, pero no siempre es así.

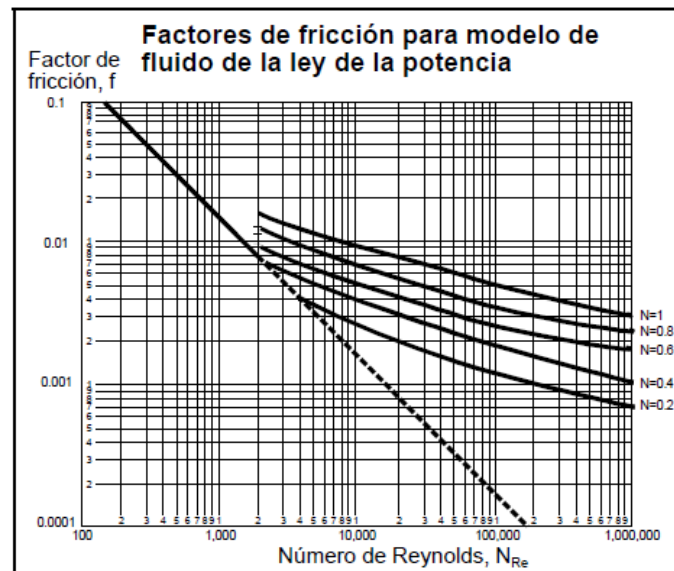
2.3.6 NÚMERO CRÍTICO DE REYNOLDS (NRec)

Este valor corresponde al número de Reynolds al cual el flujo laminar se convierte en flujo turbulento.

2.3.7 FACTOR DE FRICCIÓN (f)

Este término adimensional es definido para fluidos de la ley de la potencia en flujo turbulento y relaciona el número de fluido de Reynolds con un factor de “aspereza” de la tubería.

Figura N°2: Relación entre el número de Reynolds y el factor de fricción



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación Baroid

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.3.8 VISCOSIDAD

Se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia.

Por definición la viscosidad se puede describir como la relación del esfuerzo de corte a la velocidad de corte.

Ecuación N°2: Ecuación de viscosidad

Viscosidad (μ)=—————

Fuente: MI-SWACO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.3.9 ESFUERZO DE CORTE

Cuando un fluido esta fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo, esta fuerza se llama esfuerzo de corte y se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra.

El esfuerzo de corte representa las libras de fuerza por cien pies cuadrados (lb/100ft²) requeridas para mantener la velocidad de corte.

2.3.10 VELOCIDAD DE CORTE

Velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra se llama velocidad de corte. Por lo tanto la velocidad de corte es un gradiente de velocidad expresada en segundos.

Ecuación N°3: Velocidad de corte

—————

Fuente: MI-SWACO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.3.11 VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE

El propósito de la prueba es determinar la reología de un fluido. La reología de un fluido es determinada usando un reómetro rotativo (viscosímetro) a varias velocidades.

El equipo consiste en:

- Reómetro (Viscosímetro) Fann Modelo 35.
- Termo-copa, Termómetro.

Figura N°3: Viscosímetro Fann



Fuente: http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=30164&catid=4

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

El procedimiento es el siguiente:

- Colocar la muestra de fluido en la termo-copa y esperar hasta que la temperatura se estabilice en 120 °F.

- En forma descendente medir los valores de las lecturas de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm.
- Calcular la viscosidad plástica y punto cedente.

Viscosidad plástica $v_p = \text{lec. } 600 - \text{lec. } 300$ [cp]

Punto cedente $Y_P = \text{lec. } 300 - v_p$ [lb/ 100 ft²]

2.3.12 RESISTENCIA DE LOS GELES O PROPIEDAD DE TIXOTROPÍA

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida.

Las indicaciones de esfuerzos de gel tomadas con el viscosímetro de lodo a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido.

La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.

Es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a la gelificación de un fluido.

El procedimiento de la prueba es el siguiente:

- Luego de tomar las lecturas de reología, hacer girar el reómetro a 600 rpm por 10 segundos inmediatamente apagar el equipo y luego de 10 segundos tomar la lectura a 3 rpm.
- Repetir el paso anterior pero apagar el equipo por 10 min y luego tomar la lectura de 3 rpm.
- Repetir el paso número dos pero apagar el equipo por 30 min.

Gel a 0 min. = lectura a 3 rpm [lb/100 ft²]

Gel a 10 min. = lectura a 3 rpm [lb/100 ft²]

Gel a 30 min. = lectura a 3 rpm [lb/100 ft²]

2.3.13 CAÍDA DE PRESIÓN

Cuando los fluidos circulan a través de un tubo o espacio anular se desarrollan fuerzas de fricción. Como resultado, se disipa energía del fluido. Estas fuerzas friccionales se conocen como caídas de presión, y comúnmente se designan en forma de presión por longitud unitaria. Cuanto más largo sea un tubo o espacio anular, tanto mayor será la caída de presión. Los factores que pueden afectar la magnitud de la caída de presión incluyen:

- Longitud
- Índice de flujo (régimen de flujo de tipo laminar o turbulento)
- Propiedades reológicas del fluido
- Excentricidad del tubo
- Geometría del tubo/espacio anular
- Aspereza del tubo, etc.

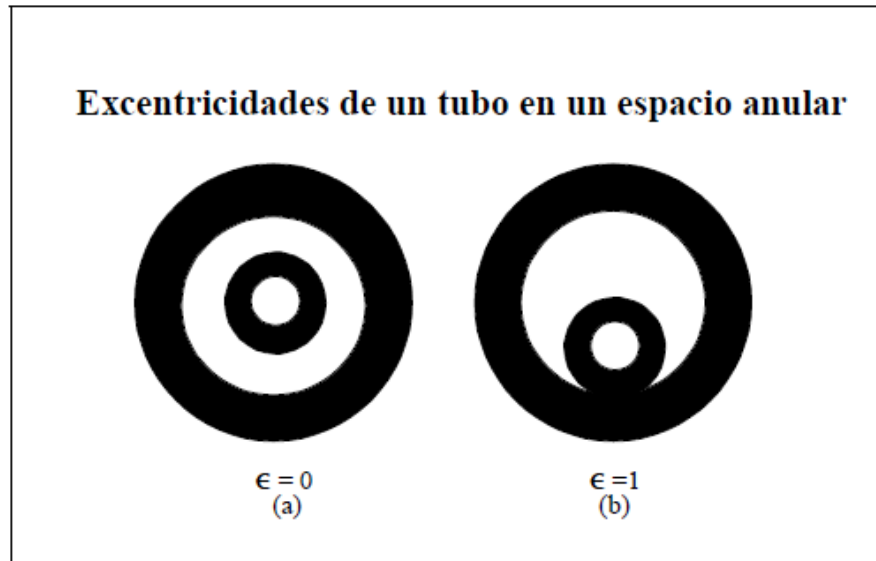
2.3.1 EXCENTRICIDAD (E)

Este término adimensional se refiere a la posición de un tubo dentro de otro tubo. En el campo petrolero generalmente se refiere a la posición del tubo de perforación en un espacio anular. Cuando el tubo de perforación se encuentra justo en el medio del espacio anular, la posición del tubo de perforación es concéntrica y el factor de excentricidad es 0.

Al moverse el tubo de perforación hacia un lado del espacio anular, el tubo de perforación se vuelve cada vez más excéntrico.

Si los costados del tubo de perforación hacen contacto con la pared del espacio anular, el tubo de perforación estará completamente excéntrico y el factor de excentricidad será igual a 1.0.

Figura N°4: Excentricidades de un tubo en un espacio anular



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación Baroid

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.3.2 PUNTO CEDENTE (YP)

El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido.

Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas.

El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos del fluido.
- La concentración volumétrica de los sólidos
- El ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido)

Ecuación N°4: Punto cedente

$$YP=300-PV \text{ (lb/100ft}^2\text{)}$$

Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Ballesteros L

2.3.3 DENSIDAD

Si la presión del fluido de perforación es menor que la presión sobre los fluidos de formación, la presión diferencial, por lo tanto, tendera a la inestabilidad de las paredes del hueco, lo que originaría derrumbes, por lo que es necesario estimar la presión de poro en la intervalo inestable del hueco, por los mejores métodos disponibles.

Si la presión de poro estimada se compara con la presión del lodo, un aumento en el peso del lodo podrá dar una estabilidad al hueco, parando el derrumbe de las formaciones. La densidad del lodo se logra a través de los sólidos en el lodo. Estos sólidos son adicionados externamente, o aportados por la formación.

La densidad de un fluido es el peso por unidad por 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

El equipo consiste en: Balanza de lodo

Figura N°5: Balanza de lodo



Fuente: http://www.fann.com/product_info_main.asp?Catid=1

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

El procedimiento es el siguiente:

- Llenar el recipiente limpio y seco con el fluido a ser pesado.
- Coloque la tapa en el recipiente, y asiéntelo firme pero lentamente con un movimiento giratorio. Asegúrese de que parte del fluido salga por el hoyo de la tapa.
- Limpie todo el fluido de la parte externa del recipiente y del brazo de la balanza.
- Lea la densidad del fluido en la parte izquierda del peso movable.
- Reporte el resultado a la división más precisa de la balanza en lb/gal, lb/pie cúbico, gravedad específica o psi/100 pies de profundidad.

2.3.4 FILTRADO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN, PÉRDIDA DE AGUA

Cuando el fluido de perforación se encuentra en forma estática o dinámica dentro del pozo en las formaciones permeables perderá parte de su fase líquida hacia en el interior de la formación, a esta fase líquida que se introduce en la formación se la llama filtrado o pérdida de agua API.

El propósito de la prueba es medir el volumen de filtrado de un fluido de perforación.

Una muestra de fluido es puesto en una celda a una presión de 100 psi por 30 min. El volumen del filtrado de la muestra es medido.

El equipo consiste en:

- Bombona de presión, Ensamblaje API, filtro prensa.
- Papel filtro, Cilindro graduado, Cronómetro.

Figura N°6: Filtro prensa



Fuente: http://www.fann.com/product_info_main.asp?catid=210

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

El procedimiento es el siguiente:

- Chequee y ensamble las piezas del filtro prensa, base, malla, empaque, papel filtro y apriete firmemente.
- Llenar con fluido de perforación la celda, dejando 13 mm de espacio libre. Coloque la tapa y apriétela con el tornillo.
- Coloque una probeta bajo la descarga de la celda y cierre la válvula de alivio, ajuste el regulador de presión hasta 7 kg/cm^2 (100 psi), la que deberá de aplicarse durante 30 min.
- Lea el volumen recuperado y repórtelo en mL.
- Cierre la válvula del regulador de presión y abra la válvula de alivio y cuando la presión sea de cero, desarme el sistema.

2.4 PRUEBAS Y PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN APLICADOS

Los análisis químicos se los realiza tanto al fluido de perforación como al filtrado con la finalidad de obtener la presencia y concentración de ciertos iones.

Es importante mantener el equilibrio de los sistemas que se encuentran en las formaciones dentro del subsuelo, por lo que el fluido de perforación y su filtrado deben ser compatibles para evitar el daño de formación, además debe de tener las características químicas para evitar la hidratación de arcillas, disolución de sales, entre otros. Los procedimientos para los análisis químicos de los fluidos de perforación y de filtrado se describen en el API RP-13B.

Las pruebas químicas que se usaron en este trabajo y que comúnmente se usan en el campo son:

- Alcalinidad lodo base agua (PM)
- Alcalinidad de filtrado (Pf/Mf)
- Contenido de cloruros
- Dureza del calcio
- Dureza total
- MBT
- pH

2.4.1 DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD LODO BASE AGUA (PM)

El propósito de la prueba es determinar la cantidad de material alcalino soluble e insoluble de un fluido de perforación.

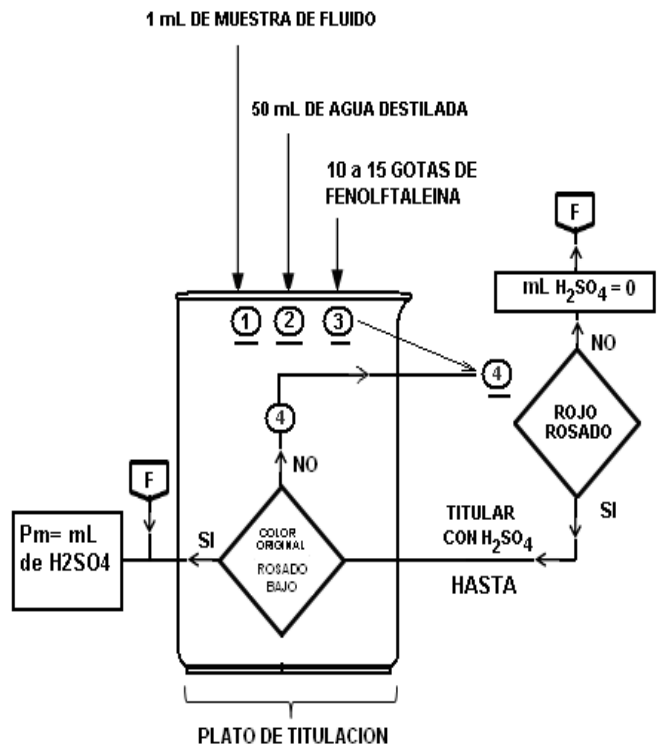
Esta prueba determina la alcalinidad de un lodo base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Varilla agitadora
- Jeringa 3-mL.
- Pipeta 5-mL.
- Cilindro graduado 50-mL.
- 0.02N solución de ácido sulfúrico.
- Solución indicadora de fenolftaleína, agua destilada.

El procedimiento es el siguiente:

Figura N°7: Procedimiento para la determinación de PM



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

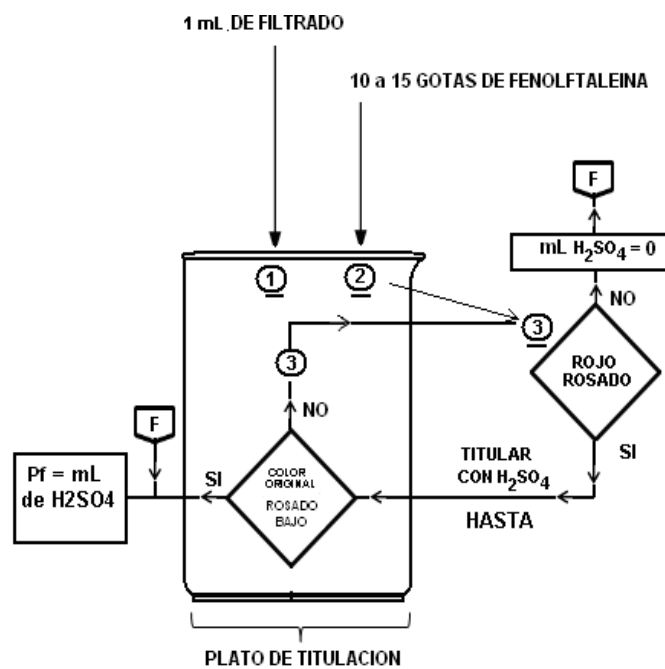
2.4.2 DETERMINACIÓN DE ALCALINIDAD DE FILTRADO (Pf/Mf)

El propósito de la prueba es determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Pipeta de 1-mL, 2 -mL y 5 -mL.
- Varilla agitadora.
- Agua destilada.
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico.
- Solución indicadora de fenolftaleína.
- Solución indicadora de naranja de metilo.

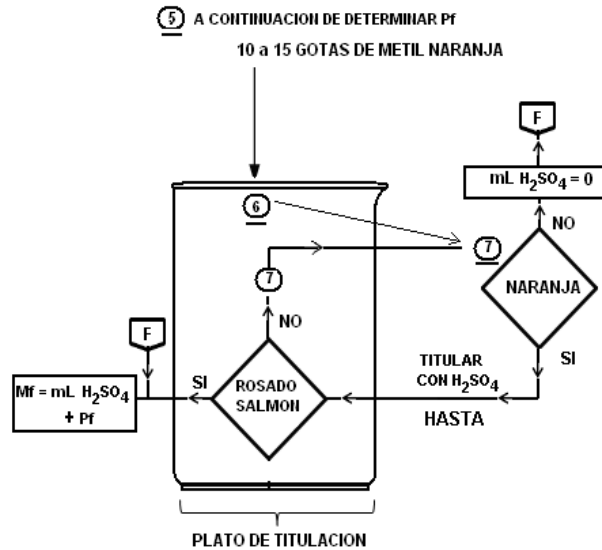
Figura N°8: Procedimiento para la determinación de (PF)



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Figura N°9: Procedimiento para la determinación de MF



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.4.3 DETERMINACIÓN DE CLORUROS

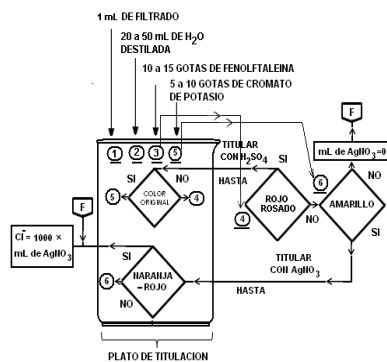
El propósito de la prueba es determinar la concentración de iones de cloruro disuelto en el filtrado.

El equipo consiste en:

- Plano de titulación
- Pipeta de 1-mL y 10 mL
- Solución indicadora de cromato de potasio

- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada
- 0.0282N Solución de nitrato de plata.

Figura N°10: Procedimiento para la determinación de Cl^-



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.4.4 DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL CALCIO

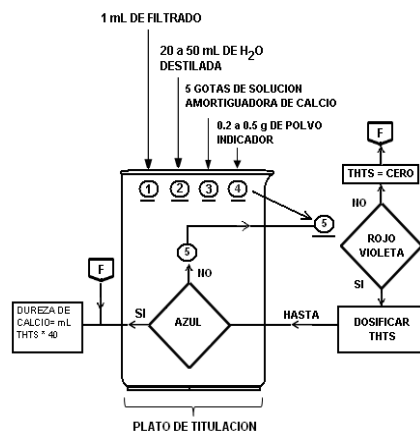
El propósito de la prueba es determinar la concentración de iones del calcio en un fluido base agua.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación
- Pipeta de 5-mL y 1-mL
- Cilindro graduado de 50-mL
- Solución tituladora de dureza total (THTS)

- Solución amortiguadora de calcio (Calcium Buffer Solution)
- Polvo indicador CalVer II
- Agua destilada

Figura N°11: Procedimiento para la determinación de Ca_2



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.4.5 DETERMINACIÓN DE DUREZA TOTAL

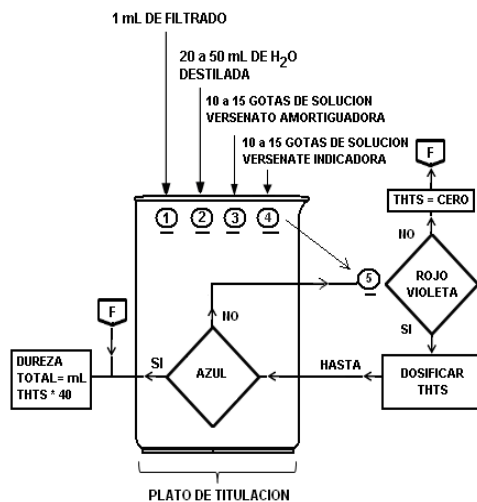
El propósito de la prueba es determinar la suma total de la concentración de iones Calcio (Ca^{+2}) y Magnesio (Mg^{+2}) en el filtrado del lodo. La dureza total del filtrado se reporta como mg/L de Calcio.

El equipo consiste en:

- Plato de titulación, Dos pipetas de 1-mL, Cilindro graduado de 50-mL.
- Agua destilada.

- Solución tituladora de dureza total (THTS)
- Solución Versenato compensadora de dureza.
- Solución Versenato indicadora de dureza.

Figura N°12: Procedimiento para la determinación de DT



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.4.6 MBT (PRUEBA DE AZUL DE METILENO)

El propósito de la prueba es determinar la capacidad de intercambio de cationes y la concentración equivalente de bentonita de un fluido de perforación por medio de la titulación con la solución de azul de metileno.

El equipo requerido está compuesto de lo siguiente:

- Frasco Erlenmeyer de 250-mL, Jeringa 10-mL (sin aguja).
- Dos pipetas de 1-mL, Cilindro graduado de 25-mL.

- Varilla agitadora, Calentador eléctrico, Agua destilada.
- Solución de azul de metileno (3.74 g/L; 1 mL =0.01 meq).

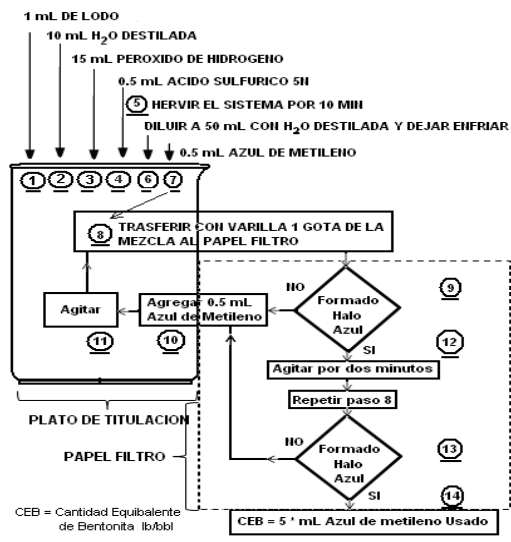
Figura N°13: Equipo de prueba MBT



Fuente: http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=42540&catid=44

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Figura N°14: Procedimiento para la determinación de MBT



Fuente: Drilling Fluids Manual AMOCO

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.4.7 DETERMINACIÓN DEL pH

El pH es el potencial hidrógeno, es decir que está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia.

El pH típicamente va de 0 a 14 en disolución acuosa, siendo ácidas las disoluciones con pH menores a 7, y básicas las que tienen pH mayores a 7.

El pH es un factor muy importante, porque determinados procesos químicos solamente pueden tener lugar a un determinado pH.

La medición del pH se lo puede realizar de dos formas. La primera es mediante tiritas de papel y la segunda mediante el medidor con electrodo de vidrio.

Figura N°15: pH metro



Fuente: http://www.fann.com/product_overview1.asp?iprod=60010&catid=45

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

El procedimiento es el siguiente:

- Calibrar el medidor con soluciones estandarizadas.
- Lavar los extremos de los electrodos y cuidadosamente secarlos.
- Insertar el electrodo en la muestra de prueba contenida en una cubeta de precipitación pequeña.
- Rotar el fluido alrededor de los electrodos rotando la cubeta.
- Registrar el pH de la muestra cuando se estabilice el indicado

2.5 PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION Y SISTEMAS

Tabla N°1: Principales componentes de los lodos de perforación

DENSIFICANTE	Barita (sulfato de bario), oxido de hierro, compuestos de plomo, hematita
VISCOSIFICANTE	Arcilla , bentonita, fibras de amianto, cmc
FASE CONTINUA	Agua , gas oil, aceites minerales
CONTROLADOR DE PH	Cal, soda caustica
AGENTES DIPERSANTES	Lignosulfonatos, lignitos, taninos
OTROS Reductores de filtración, anticorrosivos, lubricantes, emulsificantes, antiespumantes, bactericidas	Almidón, cmc, polímeros, aminos, emulsificantes, humectantes, formaldehido

Fuente: Resumen de Lodos Schlumberger

Elaborador por: Diana Ballesteros L.

2.5.1 SISTEMA NATIVO DISPERSO

Este sistema básico se compone esencialmente de M-I GEL® (bentonita de Wyoming) y agua. Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continúa, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación. Los equipos de remoción de sólidos son usados para eliminar la mayor cantidad posible de sólidos de la formación (sólidos perforados). Algunos de los sólidos nativos de la formación pueden ser de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación. Por lo tanto, a este sistema se le atribuye frecuentemente el nombre de “lodo nativo”. Las ventajas de este sistema son un costo bajo y una Velocidad de Penetración (ROP) alta. Este sistema suele disminuir considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte. Los sistemas base agua-arcilla no densificados son generalmente convertidos en otro sistema antes de alcanzar cualquier parte crítica del pozo.

Por lo tanto, el contenido de sólidos debería ser mantenido a valores bajos para facilitar esta conversión.

Como este sistema no está densificado, el efecto de flotabilidad que tiene sobre los ripios es bajo. Por lo tanto, la limpieza del pozo depende de la viscosidad y del caudal. La viscosidad plástica debería ser baja, si el contenido de sólidos del sistema es bajo, por lo tanto la capacidad de transporte debe ser lograda con puntos cedentes más altos. Los desfloculantes químicos reducen dramáticamente el punto cedente y la viscosidad. Esto puede causar una limpieza inadecuada del pozo. Por lo tanto, el uso de desfloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado. Si se requiere un filtrado bajo, éste debería ser

controlado con adiciones de M-I GEL (prehidratado si se usa en agua salada) y un Aditivo de control de filtrado apropiado (FLCA).

Tabla N°2: Propiedades Típicas Sistema Nativo Disperso.

PROPIEDADES TÍPICAS	
Densidad (lb/gal)	8.5 – 10
Viscosidad embudo (seg/Ql)	36 – 55
Viscosidad Plástica (cp)	5 – 9
Punto Cedente (lb/100pies ²)	12 – 25
Esfuerzo de gel inicial (lb/110 pies ²)	5 – 10
Esfuerzo de gel a 10 min (lb/100 pies ²)	10 – 20
pH	8.5 – 10. 5
Pm (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 1.5
Pf (cm ³ 0,.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 1.0
Calcio (mg/l)	40 – 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 – 5000
Filtrado (cm ³ /30min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica	3 – 10

Fuente: Informe de Perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

Tabla N°3: Productos Típicos y Función Principal Sistema Nativo Disperso.

Productos Típicos	Función Principal
M-I Gel	Viscosidad y control de filtrado
Soda caustica	Aumento de pH y Pf
TANNATHIN	Diluyente
SAPP	Diluyente
POLYPAC	Viscosidad y control de filtrado
THERMPAC UL	Control de filtrado
MY-LO-JEL	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
POLY-PLUS	Extendedor de bentonita
CMC	Viscosidad y control de filtrado
Material	Concentración (lb/bbl)
M-I GEL	20 – 35
Soda caustica	0.1 – 0.5
FLCA	Según se requiera
SAPP	0.125 - 0.5

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

2.5.2 SISTEMA POLY-PLUS

Los sistemas POLY-PLUS están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de lutitas y el control de viscosidad en lodos base agua. Estos sistemas usan POLY-PLUS (un polímero PHPA de alto peso molecular), el cual tiene múltiples aplicaciones y ventajas. Poly-Plus se usa en una variedad de sistemas y aplicaciones especiales para la encapsulación.

POLY-PLUS se usa en las siguientes aplicaciones:

1. Durante las operaciones de perforación realizadas en agua clara, POLY-PLUS actúa como floculante total en los sistemas sin bentonita, eliminando los sólidos perforados en la superficie. Las ventajas de esta aplicación incluyen mejor ROP, mayor eficacia de los equipos de control de sólidos y mejor estabilidad del pozo.
2. En los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos, donde POLYPLUS es usado principalmente para extender M-I GEL. Las ventajas de esta aplicación son un contenido de sólidos más bajo, una ROP más alta, una mejor eficacia del equipo de remoción de sólidos y la minimización del ensanchamiento del pozo. Concentraciones de 0,1 a 0,5 lb/bbl de POLY-PLUS son añadidas a estos sistemas, los cuales contienen de 8 a 12 lb/bbl de bentonita, para aumentar el punto cedente y minimizar la viscosidad plástica. Los sistemas convencionales que no contienen POLY PLUS suelen contener de 25 a 35 lb/bbl de bentonita.
3. Los sistemas POLY-PLUS verdaderos de bajo contenido de sólidos son usados principalmente para la estabilización de lutitas. Esto se logra por encapsulación, mediante

la viscosificación de la fase acuosa, y mediante la absorción del agua libre por el polímero. La encapsulación es el proceso por el cual POLY-PLUS envuelve las laminillas de arcilla, lo cual impide que el agua entre dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también aumenta la viscosidad de la fase líquida, lo cual modera el movimiento del fluido dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también adsorbe el agua de la fase líquida, reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura de las arcillas. En este sistema, la concentración de polímero activo (POLY-PLUS) se mantiene entre 1 y 2 lb/bbl. A esta concentración, los sitios aniónicos en los polímeros exceden los sitios catiónicos disponibles en la bentonita y las arcillas perforadas, resultando en la encapsulación de las arcillas reactivas en el lodo y en la pared del pozo. Esta condición se describe frecuentemente como el “control de la cresta de viscosidad”.

La estabilidad de este sistema depende del mantenimiento de la concentración de polímeros dentro del rango apropiado y del control del contenido de sólidos arcillosos del sistema a menos de 6%. Si la concentración de polímeros es demasiado baja o la concentración de sólidos se demasiado alta, se necesitarán defloculantes aniónicos (diluyentes) para estabilizar las propiedades de flujo. Si se usan defloculantes, la estabilización y encapsulación de lutitas serán reducidas ya que los sitios aniónicos fuertes de los defloculantes compiten con los sitios de POLY-PLUS para los sitios catiónicos de las arcillas. Por lo tanto, si defloculantes son requeridos, se debería usar TACKLE®, ya que éste no reduce el punto cedente tanto como el lignosulfonato o el lignito. La densidad máxima de un sistema POLY-PLUS verdadero es de 12 a 13\ lb/gal, debido a la

intolerancia de sólidos, a menos que se usen desfloculantes para estabilizar las propiedades de flujo.

4. Para la estabilización de lutita. POLYPLUS puede ser añadido a cualquier sistema de bajo pH, agua dulce o tratado con KCl para reducir el derrumbamiento y levantamiento de la lutita. POLY-PLUS .

Tabla N°4: Propiedades Típicas Sistema POLYPLUS.

PROPIEDADES TÍPICAS	
Densidad (lb/gal)	9 – 13
Viscosidad embudo (seg/Qt)	32 – 45
Viscosidad Plástica (cp)	6 – 10
Punto cedente (lb/100 pies ²)	10 – 20
Esfuerzo de gel inicial (lb/100pies ²)	3 – 6
Esfuerzo de gel a 10 min (lb/100pies ²)	5 – 10
pH	8.5 – 10
Pm (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.2 – 1
Pf (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0.1 – 0.5
Calcio (mg/l)	<300
Cloruros (mg/l)	0 – 190000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 – 10
MBT (lb/bbl)	7.5 – 17.5

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborador por: MI-Swaco

5. A veces se añade POLY-PLUS a una parte del sistema activo para aumentar la viscosidad y luego limpiar el pozo con colchones viscosos.

Este procedimiento se usa en áreas de alta ROP, tal como cuando se perfora a través de gumbo y lutita blanda, y en el conjunto de riser de los equipos flotantes costa fuera. POLY-PLUS se puede añadir en cantidades concentradas directamente a la tubería de perforación, en las conexiones.

La mayoría de los sistemas de fluido de perforación existentes pueden ser convertidos a sistemas POLY-PLUS, pero es mucho más conveniente mezclar un sistema POLY-PLUS limpio desde el principio.

Para mezclar un sistema POLY-PLUS no densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

Tabla N°5: Productos Típicos y Función Principal del Sistema POLYPLUS

Productos típicos	Función principal
M-I Bar	Aumentar la densidad
M-I Gel	Viscosidad y control de filtrado
POLY - PLUS	Inhibición y extendedor del gel
Soda caustica y KOH	pH y Pf
POLYPAC	Control de filtrado
SP-101	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
Carbonato de sodio	Control de dureza
DUO-VIS	Control de las viscosidades a muy baja velocidad de corte
TACKLE	Reducir los esfuerzos de gel
KCL y NaCl	Inhibición Iónica

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I Bar	300
M-I gel	2.5 – 10
Soda caustica	0.5 – 1
Poly plus	0.5 – 1.5
POLYPAC	0.5- 2
SP 101	0.5 – 2.5
TACKLE	0.1 – 1
DUO - VIS	0.5 - 1

Fuente: Informe de Perforación Petroamazonas

Elaborador por: Diana Ballesteros L.

Cuando se desplaza un sistema existente con un sistema POLY-PLUS, el tamaño de malla de zaranda debería ser aumentado para evitar la pérdida de lodo. El lodo se floculará y el polímero no se cortará durante la primera o las dos primeras circulaciones después del desplazamiento. Las mallas de zaranda finas deberían ser reemplazadas lo antes posible. Un espaciador grueso de M-I GEL/POLYPLUS debería ser bombeado delante del sistema POLY-PLUS para lograr un desplazamiento limpio. El bombeo a una velocidad alta (en flujo turbulento) también ayudará a eliminar el antiguo revoque de la pared y a realizar un desplazamiento limpio. Si se usa un sistema POLY-PLUS para desplazar un sistema actual en un punto de la tubería de revestimiento, perforar el cemento y obtener una prueba positiva de la zapata sobre la formación antes de desplazar con el sistema POLY-PLUS. El cemento y el pH alto son muy perjudiciales para el polímero. Si el cemento debe ser perforado con el sistema POLY-PLUS, será necesario realizar un tratamiento preliminar y eliminar el lodo contaminado para evitar el agotamiento del contenido de polímero.

La preocupación principal relacionada con el mantenimiento de un sistema POLY-PLUS es monitorear y mantener la concentración apropiada de polímeros y controlar los sólidos dentro de los rangos apropiados.

La concentración de POLY-PLUS debería ser monitoreada mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoníaco.

El valor de MBT debería limitarse a 17,5 lb/bbl.

Tabla N°6: Productos Quimicos Sistema POLYPLUS

Producto quimico	Cantidad (lb/bbl)
M-I Gel prehidratado	1 – 5
Soda caustica o KOH	0.25
POLY-PLUS	1 – 2.5
DUO-VIS	0.2 – 1
POLYPAC	0.5 – 2
TANNATHIN o RESINEX	2 – 5

Fuente: Informe de Perforación Petroamazonas

Elaborador por: MI-Swaco

2.5.3 SISTEMA KLA-STOP

KLA-STOP es un aditivo inhibidor de la poliamida de líquidos utilizados para la extracción de polímeros de base y fluidos de perforación. La inhibición de la lutita se logra mediante la prevención de la absorción de agua por las arcillas, y proporcionando la integridad cortes superiores. El aditivo ELK-STOP inhibe eficazmente la lutita o el gumbo de arcillas de hidratación y minimiza el potencial de encapsulamiento. El inhibidor de KLA-STOP puede añadirse directamente al sistema de lodo, sin efecto sobre las propiedades de viscosidad y la filtración.

- **Propiedades físicas típicas**

Apariencia física: Claro, incoloro líquido

Gravedad específica: 1,03 hasta 1.075

pH (solución al 5%): 9.2-10.2

Punto de inflamación: > 200 ° F (PMCC)

Viscosidad: 80 a 120 cp a 75 ° F (24 ° C)

- **Aplicaciones**

El inhibidor de KLA-STOP es un aditivo líquido que actúa como un supresor de la hidratación del lodo intercalando y reduciendo el espacio entre las plaquetas de arcilla de modo que las moléculas de agua no penetren y causen hinchazón de la lutita.

El aditivo ELK-STOP proporciona la inhibición de la lutita excepcional y reduce al mínimo las tasas de dilución.

ELK-STOP inhibidor proporciona además un pH tamponado en el rango de 9,0 a 10,0, la eliminación de todas las adiciones necesarias de soda cáustica o hidróxido de potasio.

La concentración recomendada es de 1-4% en volumen, dependiendo de la reactividad de la lutita y el monto de la lutita en el intervalo que se va a taladrar.

Las concentraciones de ELK-STOP inhibidor se controlan mediante un método de filtrado de titulación de amina. Las tasas de dilución de pre-mezcla deben basarse en las tasas de agotamiento y la concentración del inhibidor de poliaminas en la pre-mezcla.

La mezcla inicial puede contener más aditivos ELK-STOP de lo especificado en el programa de lodos para actuar como un amortiguador frente a un alto consumo.

El aditivo ELK de parada de emergencia también puede ser utilizado como un inhibidor de la lutita en los fluidos de empaque de grava para mantener la estabilidad del pozo en los paquetes de agua a alta velocidad.

La concentración es generalmente 2.1% para este tipo de aplicación

- **Ventajas**

Proporciona la inhibición de la lutita y excelente dispersión de límites de cortes.

Reduce el potencial de acumulación y por lo tanto la concentración adecuada del agente de KLA-STOP proporcionar un pH buffer en el rango de 9.0 hasta 10.0, lo que elimina cualquier necesidad de la adición de soda cáustica o hidróxido de potasio.

Tolerante a los contaminantes comunes tales como: cemento, el agua dura, CO₂, sólidos de perforación y el petróleo crudo.

Ambientalmente aceptable tanto para aplicaciones en alta mar y en tierra

Se pueden agregar al sistema activo sin efectos adversos sobre las propiedades de viscosidad y filtración.

- **Limitaciones.**

- Puede tener formación de depósito o incompatibilidades con el fluido de formación
- Pueden precipitar algunas sales de salmuera
- No utilice con biocida aldehído-base.

- **Toxicidad y Manejo.**

La información del ensayo biológico está disponible bajo petición.

Manejar con precaución como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y las precauciones que se describen en la ficha de seguridad (MSDS).

- **Empaque y Almacenamiento.**

El aditivo KLA-STOP está empaquetado en 55 galones (208 L) en bidones. También está disponible en grandes cantidades.

Almacenar en lugar seco y bien ventilado. Mantenga el recipiente cerrado. Mantener alejado del calor, chispas y llamas. Almacenar lejos de materiales incompatibles.

2.6 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS

2.6.1 QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

Químicamente el grupo de las arcillas puede ser clasificado como silicato de aluminio hidratado, es decir que está compuesto por silicio (Si), aluminio (Al), oxígeno (O) e hidrógeno (H).

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.

2.6.2 ESTRUCTURA DE LAS ARCILLAS

La familia de los silicatos comprende la mayoría de los minerales de la corteza terrestre incluso el cuarzo. Los minerales de arcilla son cristalinos en su mayoría y la estructura atómica de estos cristales es un factor importante en sus propiedades.

La identificación de los minerales se lo puede realizar por medio de estudios con rayos X.

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.

2.6.3 MINERALES ARCILLOSOS

Luego de estudiar la estructura de las arcillas a continuación trataremos los minerales de arcilla de mayor interés para nuestro estudio, los cuales son:

- Caolín
- Mica – Ilita
- Montmorillonita
- Sepiolita
- Atapulgita
- Clorita

Tabla N°7: Características de minerales

Características principales de los minerales de arcilla					
Propiedad	Montmorillonita	Caolín	Mica - Ilita	Atapulgita	Clorita
Tipo de estructura	2:1	1:1	2:1	2:1	2:1
Estructura cristalina	Hoja	Hoja	Hoja	Hoja	Hoja
Capacidad de intercambio Catiónico (meq/100)	80 – 150	3 -- 15	10 -- 40	15 -- 25	10 --40
Viscosidad en agua	Alta	Baja	Baja	Alta	Alta
Efecto de Sales	Flocula	Flocula	Flocula	Flocula	Flocula

Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Tabla N°7: Comportamiento de minerales de arcilla bajo la influencia del agua

Minerales de arcilla vs Agua	
Esméctita	(Montmorillonita) arcillas hinchables, sensibles al agua fresca, absorbe agua y se expande
Ilita	Se dispersa en agua fresca y migra rápidamente
Capas Mezcladas	Capas de esméctita /Ilita, arcillas hinchables, no tanto Como la esméctita, se dispersan en agua fresca
Caoliníta	Afectada por la dispersión y migración, en menor grado que la Ilita

Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

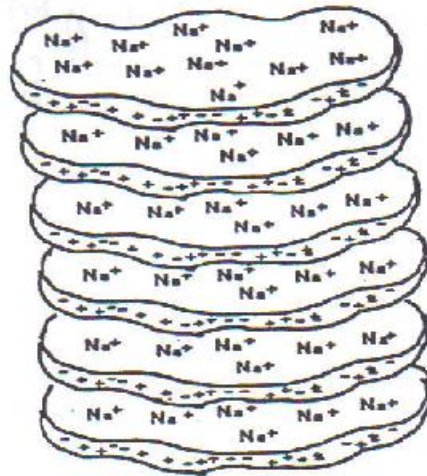
2.6.4 ESTADOS DE LAS ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los principales estados de asociación de las partículas de arcilla en los fluidos de perforación son:

2.6.5 ESTADO AGREGADO

Los minerales de arcilla como ya lo fue analizado se disponen a maneras de láminas como mazos de barajas. La figura muestra un estado agregado.

Figura N°16: Estado agregado de las arcillas



Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

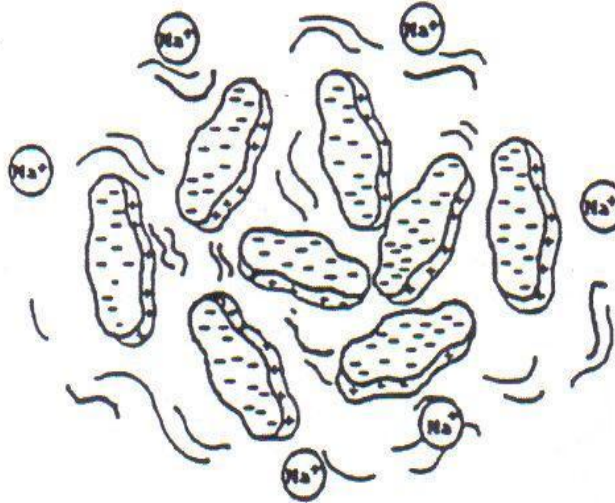
Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Estas láminas pueden ser separadas con agitación mecánica y por hidratación y dispersión de las láminas. Esto incrementará el área superficial expuesta, aumentando la viscosidad del sistema.

2.6.6 ESTADO DISPERSO

El estado disperso es el resultado de la subdivisión de las láminas del mineral mediante la aplicación de fuerzas mecánicas o por hidratación de las láminas. Como se indicó el área superficial va a incrementar de una manera considerable, constituyendo esto un estado disperso. La figura ilustra un estado de dispersión.

Figura N°17: Estado disperso de las arcillas



Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

En condiciones estáticas las láminas se congregan en grupos, desarrollando lo que se conoce como fuerza de gel.

Las caras cargadas de forma negativa se atraen con los bordes cargados positivamente.

2.6.7 ESTADO FLOCULADO

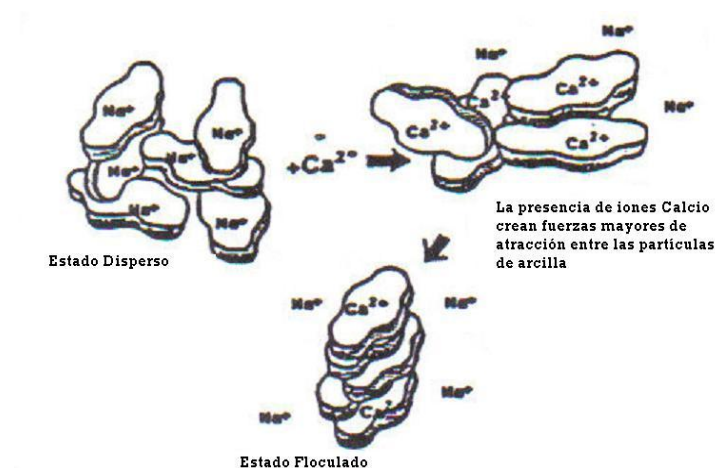
Un sistema se puede describir como floculado cuando se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcillas, mediante estas fuerzas de atracción así creadas las partículas de arcilla se asocian formando una estructura suelta.

Tanto una arcilla agregada o dispersa puede ser floculada o desfloculada.

En el estado floculado se incrementa la asociación cara borde entre las partículas.

La consecuencia de este estado es una alta viscosidad y una pérdida de filtrado. La figura describe un estado floculado.

Figura N°18: Estado floculado de las arcillas



Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Hay diferentes mecanismos mediante el cual se produce la floculación entre los cuales tenemos:

- Altas concentraciones de sales
- Cationes polivalentes
- Condiciones de pH
- Alta temperatura

2.6.8 ESTADO HIDRATADO

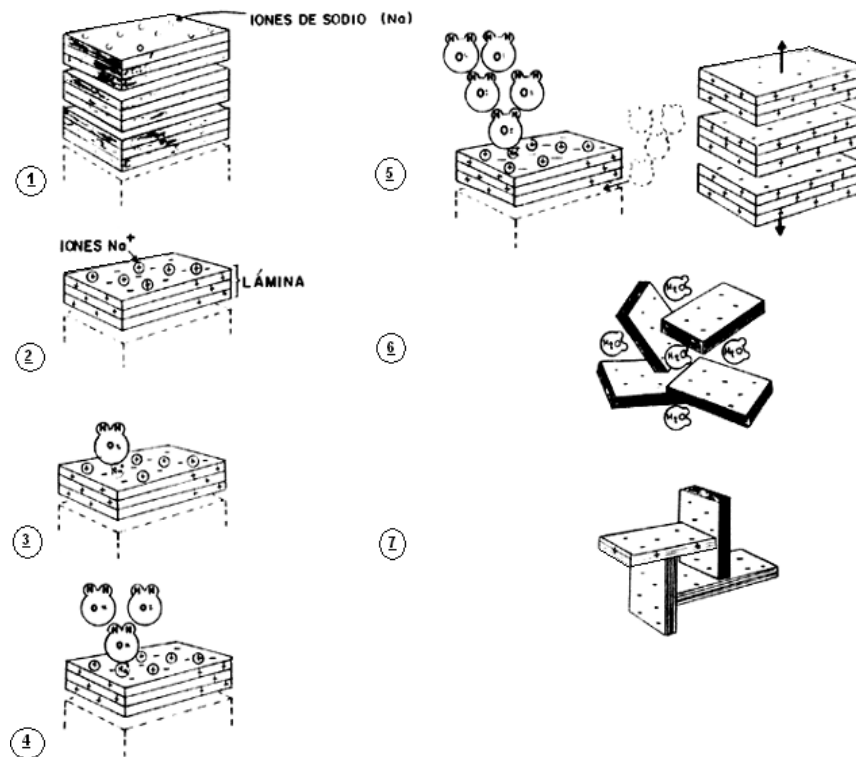
Las estructuras laminares de las arcillas y las moléculas de agua tienen una gran interacción, dada principalmente por fuerzas electrostáticas.

Esta fuerza es resultado del carácter dipolar de la molécula de agua, es decir que se comporta como un pequeño imán, ya que se haya compuesta por un átomo de oxígeno (O^{2-}) y dos de hidrógeno (H^+); ya que los hidrógenos se encuentran en los extremos de la molécula, aparece a un lado una concentración de carga positiva y en el otro una carga más negativa.

Por eso las moléculas de agua se asocian rápidamente a la superficie de las láminas de arcilla, las cuales también presentan una carga neta negativa.

Ahora analizaremos en forma secuencial el proceso de hidratación e hinchamiento de las estructuras de las arcillas.

Figura N°19: Etapas secuenciales en la interacción del agua con la arcilla



Fuente: Manual de Educación Continua Halliburton

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Etapa 1: Al inicio la arcilla se encuentra en estado deshidratado, son algunos iones de sodio (Na^+), potasio (K^+) o tal vez calcio (Ca^{2+}) absorbidos en el espacio ínter-laminar.

Etapa 2: Desde el punto de vista electrostático, las cargas negativas en la arcilla se acumulan en las superficies planas de las laminillas, mientras que los bordes acumulan cargas positivas. Luego los iones sodio tienden a concentrarse sobre las caras planas.

Etapa 3: Al ponerse en contacto con la arcilla, las moléculas de agua, son atraídas fuertemente hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones sodio cargados positivamente.

Nota: A escala molecular, las fuerzas electrostáticas son las más importantes.

Etapa 4: En este estado las moléculas de agua se hacen más dipolares atrayendo más moléculas de agua.

Etapa 5: La carga negativa en la superficie de las láminas se incrementa conforme las moléculas de agua se enlazan unas con otras al aumentar su polarización. Llega un momento en que la carga superficial es tal, que las láminas se repelen unas con otras, separándose, por lo que el espacio ínter-laminar se expande, originando el hinchamiento característico de las arcillas.

Etapa 6: Las moléculas de agua continúan llenando el espacio interpaginar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas y manteniendo las láminas apartadas unas de otras,

hasta que el agua es eliminada mediante algún proceso de secado, lo cual origina una contracción del volumen de la hojuela.

Etapa 7: El equilibrio de la hidratación es alcanzado cuando termina la mezcla de la arcilla con el agua, dando como resultado una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras cargadas negativamente, de modo que se forma una estructura de castillo de naipes, dando lugar a que las moléculas de agua entren y salgan libremente. Pero esta estructura puede derrumbarse mediante la agitación vigorosa de la suspensión, pero tiende a formarse de nuevo si la agitación termina. Este último efecto se da ya que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae.

En resumen, entre las características más importantes de las arcillas podemos mencionar:

- Las arcillas están formadas por cristales muy pequeños.
- Tienen capacidad de cambiar iones.
- Pueden alojar moléculas en el interior de su espacio inter-laminar.
- La superficie de las láminas presenta una actividad química considerable.
- Los cambios físicos de la estructura laminar, por ejemplo el hinchamiento, son reversibles.

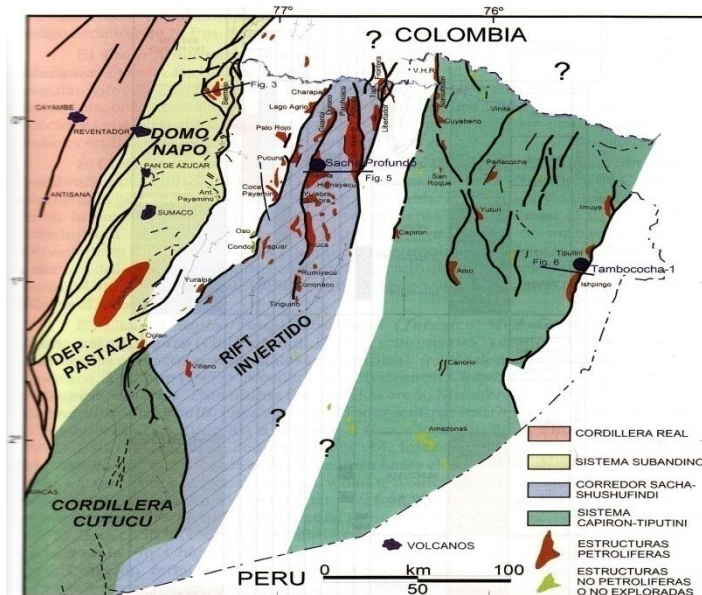
2.7 GEOLOGÍA REGIONAL

El Dominio Occidental o Sistema Subandino presenta de Norte a Sur 3 zonas morfoestructurales: el Levantamiento Napo que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE-SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas; la Depresión Pastaza donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina-Cordillera Oriental; la Cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de N-S a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Formación. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Formación. Pumbuiza y Macuma). Esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del Corredor Central Sacha-Shushufindi.

El Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente (Sacha, Shushufindi, Libertador). Está deformado por mega-fallas en transpresión, orientadas NNE-SSO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie.

El Dominio Oriental o Sistema Capirón-Tiputini corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal.

Figura N°20: Mapa tectónico de la Cuenca Oriente.



Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo

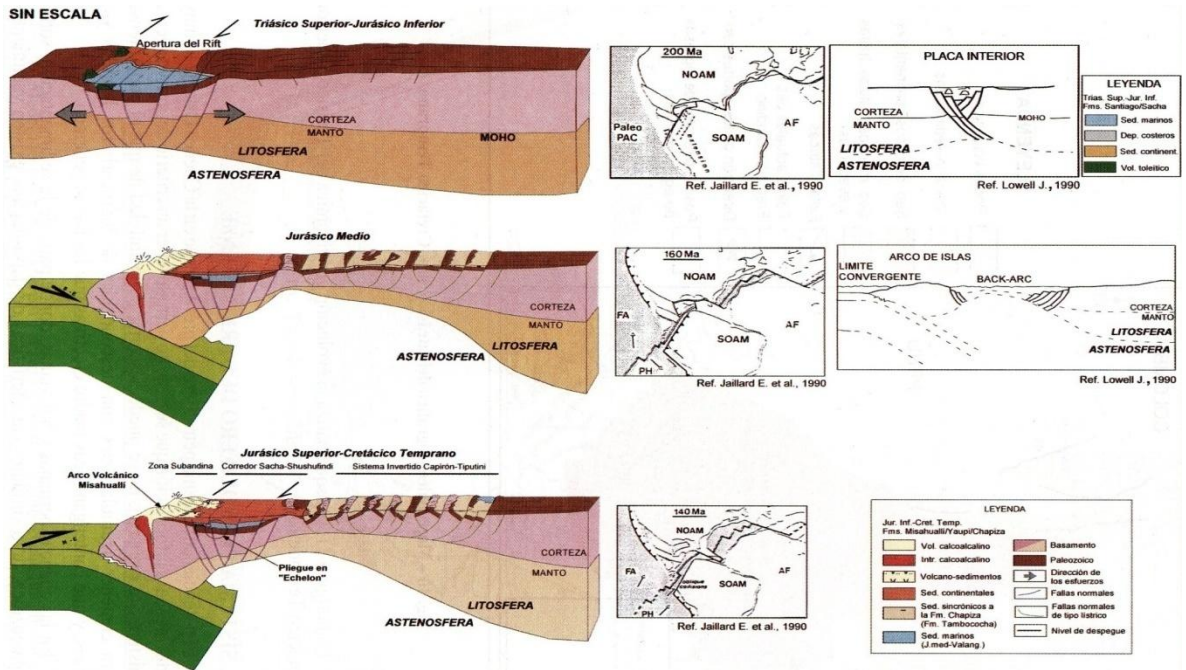
Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.8 EL SISTEMA PETROLÍFERO DEL PRE-APTENSE

El potencial del sistema petrolífero del pre-Aptense en la Cuenca Oriente es muy incierto, la escasa información que se tiene no permite tener un criterio definitivo acerca del mismo. Sin embargo, no se puede descartar la posibilidad de que el pre-Aptense pudiera contener acumulaciones aún desconocidas de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, y que contengan rocas madre efectivas que los hayan generado.

En las cuencas peruanas y bolivianas, donde parte de la sedimentación, sobre todo paleozoica, tuvo similares características de depositación, existen yacimientos probados de gas y condensado.

Figura N°21: Esquema de la evolución geodinámica durante el Triásico Superior a Cretácico Temprano.



Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

2.8.1 ROCA MADRE, RESERVORIO Y SELLO

La formación. Pumbuiza reúne las condiciones de depositación necesarias para ser considerada como una roca madre potencial, pero en Ecuador, los resultados geoquímicos no confirman esto. Los sedimentos de esta formación están sobre la ventana de generación

de hidrocarburos líquidos, y se ubican como generadores marginales de gas seco.

Los análisis de los núcleos tomados en el pozo Sacha Profundo confirman que esta formación puede ser considerada como roca generadora para gas seco. Los eventos orogénicos del ciclo Eohercínico sometieron a estas rocas a presiones y temperaturas muy altas, que provocaron un cierto grado de metamorfismo y la destrucción de los hidrocarburos que pudieron haber sido generados. Esta formación ya no tiene capacidad de generar hidrocarburos.

En las cuencas subandinas más meridionales, el Devónico presenta más potencial.

La formación Macuma, según los datos geoquímicos registrados en el centro de la cuenca (pozos Sacha Profundo, Shushufindi A-39 y Pichincha-1), no puede ser considerada como una buena roca madre. Su ambiente de depósito cálido y pobremente oxigenado a anóxico pudo haber contribuido a la preservación de materia orgánica. Pero durante el Permo-Carbonífero, a nivel mundial se han registrado bajos desarrollos de roca madre en depósitos marinos.

En el pozo Shushufindi A-39 dentro de una capa de areniscas atribuidas a la Formación Macuma, se reportó muestras de petróleo, pero no en cantidades como para justificar pruebas (datos del pozo).

Los potentes estratos calcáreos, que presenta esta formación, podrían haber adquirido una porosidad secundaria debido a fracturamientos posteriores a su depositación o por

fenómenos de carstificación.

Las formaciones. Santiago, de acuerdo a los análisis geoquímicos realizados en muestras recolectadas en la Cordillera de Cutucú (TOC= 1,3-2,52% y Ro = 0,84-1,87%; Alvarado et al., 1985) y por correlación con la Fm.

Pucará del Perú (roca madre probada según PERUPETRO), presenta niveles de lutitas negras con buenas características cuantitativas y cualitativas de roca madre.

Las formaciones. Misahuallí, Yaupi y Chapiza, por sus características litológicas, no constituyen de ninguna manera rocas madres, pero las posibilidades de rocas reservorio no se descartan.

La Formación. Chapiza, por ser eminentemente continental, contiene niveles de roca arenosa que podrían constituir reservorios potenciales, aunque esto todavía no se ha probado en ningún pozo de la cuenca. En la estructura Tambococha, a los 6000', se presume la presencia de una posible roca madre (nueva formación. Tambococha; cf. 2. 3.) con pobre a regular capacidad para la generación de hidrocarburos (Labogeo, 1993). Sus parámetros geoquímicos son: TOC: 1,26 y Tmax: 433°C.

2.8.2 GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO

La roca madre la más probable del pre-Aptense se encuentra dentro de la Formación.

Santiago del rift Sacha-Shushufindi.

Continúa en discusión si ésta generó parte del crudo del Oriente que actualmente se encuentra entrampado en los reservorios de las formaciones cretácicas.

Figura N°22: Facies Sísmicas Pre-Aptenses de la Cuenca Oriente

FACIES SISMICAS PRE-APTENSES DE LA CUENCA ORIENTE			
CICLOS	SISTEMA SUBANDINO	CORREDOR SACHA - SHUSHUFINDI	SISTEMA CAPIRON - TIPUTINI
Cretácico Temprano Jurásico Medio	FSS- 2 (Fm. Misahualli)	FSC- 6 (Fm. Chapiza)	FSO-4 (2do. ciclo de relleno: Fm. Tambococha definida en este trabajo)
			FSO- 3 (1er. ciclo de relleno, edad ?)
Jurásico Inferior Triásico Superior	No se observa	FSC- 5 (Fm. Sacha al Norte y Fm. Santiago al Sur)	No se observa
Carbonífero Superior - Pérmico?	No se observa	FSC- 4 (Fm. Macuma)	FSO-2 (Fm. Macuma, por su configuración sísmica)
Silúrico? - Devónico	No se observa	FSC- 3 (Fm. Pumbuiza)	No se observa
?	No se observa	FSC- 2	No se observa
Pre-Cambrico	Basamento granítico y/o metamórfico		

Fuente: La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

Si así lo fuera, como en el caso de la Cuenca Marañón de Perú donde se probó que la Formación. Pucara alimenta una parte de los reservorios cretácicos (comunicación de PERÚPETRO), esta formación pudo alimentar prioritariamente los reservorios entrampados dentro del Corredor Sacha-Shushufindi.

Planteamos así las siguientes hipótesis acerca del camino seguido por el crudo generado por esta formación:

- Migración vertical hacia las areniscas Hollín en contacto discordante sobre la Formación. Santiago;
- Acumulación en reservorios de la misma formación, representados por areniscas, o por calizas fracturadas o cavidades de disolución;
- Migración vertical hacia reservorios arenosos o rocas volcánicas fracturadas de la suprayacente Formación. Chapiza.

2.8.3 TRAMPAS

En nuestra Cuenca Oriente pre-Aptense, el gas o petróleo que pudo haber generado la sección, podría haberse quedado en trampas estructurales tipo anticlinal "Sacha Profundo" o/y estratigráficas.

CAPÍTULO III

3. INFORMACION DE LOS POZOS EDÉN YUTURI D-88, EDÉN YUTURI D118

En este capítulo se va a tratar con la información disponible en los informes finales de perforación presentados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos por la empresa operadora del Bloque 15, Petroamazonas.

3.1 POZO EDÉN YUTURI D-88.

El pozo EDÉN YUTURI D-88 fue diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque 15, Campo Edén Yuturi, Locación D, Celler “D-88”.

Este pozo fue planeado como un pozo direccional tipo “S”, diseñado con 3 secciones: 17 1/2”, 12 ¼” y 8 ½”, con 3 revestidores: superficial de 13 3/8”, revestidor Intermedio de producción 9 5/8” y un Liner de producción de 7”.

El objetivo principal fue la Arena “T”.

Tabla N°8: Información general del pozo

Nombre del Pozo:	EDÉN YUTURI D-88
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9,937,176.00 m Este: 379,042.160 m d: S 0° 34' 5.805" Longitud: W 76° 5' 13.064"
Coordenadas de Objetivo:	Objetivo (Arena "T") Norte: 9,936,983.23 m Este: 379,067.48 m
Tipo de Pozo:	Direccional Tipo "S"
Taladro:	SINOPEC 129
Altura de la Mesa Rotaria:	36.2'
Nivel del Suelo:	682'
Profundidad Final:	7,765' MD / 7,679' TVD
Desplazamiento Horizontal:	636'
Inclinación Máxima:	18.77 @ 3,594' MD
Inicio de Operaciones de	27 de Abril de 2009 – 02h00
Fin de Operaciones de	9 de Mayo de 2009 – 22h30

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

3.1.1 EVENTOS PRINCIPALES EDÉN YUTURI D-88

- Se inició la Perforación del pozo EDÉN YUTURI D-88 el 27 de abril del 2009. Se perforó hoyo de 17 ½ pulgadas desde 66 pies hasta 510 pies. Se dejó en el hoyo 140 barriles de píldora viscosa para corrida de revestidor de 13 3/8 pulgadas. Se corrió y cementó revestidor de 13 3/8 pulgadas sin problemas. No se observó retornos de cemento a superficie.

- El segundo intervalo de 12 ¼ pulgadas se perforó de 510 pies hasta 6300 pies. Se perforó hasta 4034 pies sacó tubería hasta superficie sin problemas. Se bajó hasta 4034 pies, se encontró apoyos puntuales, calibró apoyos con bomba. Desplazó lodo Nativo por Kla-Stop/ Poly-Plus de 9.8 lb/gal. Se perforó 4500 pies. Se sacó sarta hasta superficie para cambiar MWD por falta de señal. Se bajó hasta el fondo, se encontró apoyos puntuales.
- Se perforó hoyo hasta 6300 pies. Se sacó tubería desde 6300 pies hasta zapato de 13 pulgadas, con algunas tensiones. Se bajó hasta 6300 pies calibrando en algunos puntos. Se desplazó al anular una píldora lubricante, se sacó sarta hasta superficie sin problemas.
- Se corrió revestidor de 9 pulgadas hasta 6300 pies. Se realizó cementación sin inconvenientes.
- La tercera sección de 8 ½ pulgadas se perforó hasta 7765 pies. Se sacó tubería sin problemas hasta zapato de 9 5/8 pulgadas. Se bajó sarta a fondo sin problemas. Se dejó en todo el hoyo abierto una píldora lubricante con LUBE-167. Se sacó sarta a superficie sin problemas al cierre. Se corrió registros. Se tomó 12 puntos de presión en las Arenas “T”, “U sup”, “M1”. Se sacó registros y bajó liner de 7 pulgadas hasta 7763 pies sin problemas. Se bajó parámetros reológicos del fluido, VP= 15 y YP= 15.

- Se realizó cementación del Liner 7 pulgadas según programa. Expandió colgador, desconectó y circuló hasta superficie.

3.1.2 RESUMEN PRIMER INTERVALO 17.5 PULGADAS

Intervalo de 17 ½ pulgadas

Revestimiento de 13 pulgadas

Desde 0 pies MD hasta 510 pies MD

Sistema de Fluidos de Perforación NATIVO DISPERSO

Productos Relevantes M-I GEL

GELEX,

TANNATHIN,

THINSMART,

SAPP

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas

Problemas Encontrados Ninguno

Máxima Desviación 0.41° @ 300 Pies MD

Máxima Temperatura de fondo 85° F

Horas de Perforación 5 Horas

Duración del Intervalo 1 Días

Tarjetas Stop 1

Tabla N°9: Propiedades del Fluido de Perforación del primer intervalo EDÉN

YUTURI D-88

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. De Embudo (seg / qt)	Visc. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
8.4 – 8.8	27	2	3	2 / 3 / 4	NC	7
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf ml.02N H₂SO₄	Cálcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs/bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
0	0	80	400 - 500	5 – 7.5	13.3	2.1
Volumen de Lodo						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen Recibido de pozo anterior:				0		
Volumen Preparado :				1406		
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido Re-Usado:				0		
Transferido al Próximo Intervalo:				700 (Previo Dewatering)		
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:				400		
Pérdida en el Subsuelo:				0		
Desechado (Dewatering)				306		
Perdido detrás del casing:				0		

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

• **RENDIMIENTO DEL LODO**

El fluido empleado para perforar esta sección superficial fue lodo Nativo-Disperso. Este fluido esta formulado únicamente con MI-GEL (bentonita) prehidratada.

- **DENSIDAD DEL FLUIDO**

La densidad del fluido fue llevada de acuerdo a la curva propuesta. Iniciando con una densidad de 8.4 lb/gal y de 8.8 lb/gal al final de la sección (510 pies MD).

Esta densidad fue la misma para la corrida del revestidor de 13 3/8 pulgadas.

- **RENDIMIENTO DEL SISTEMA**

Para garantizar la dispersión del sistema fue necesaria la adición sistemática de dispersantes como TANNATHIN, THINSMART Y SAPP.

Estos productos permitieron tener valores reológicos óptimos durante la perforación de esta sección.

- **CONTROL DE FILTRADO**

No se llevó un control de la pérdida de filtrado para esta sección.

- **LIMPIEZA DEL HOYO**

La limpieza del hoyo estuvo directamente relacionada con el galonaje empleado para la perforación, variando de 510 gpm hasta 950 gpm, por su parte el fluido garantizó la dispersión del sistema.

Además se bombearon píldoras de baja reología seguidas de píldoras viscosas cada 2 paradas perforadas aproximadamente, con el fin de evitar la acreción de material en la broca y evitar la sobrecarga del anular con sólidos.

- **FINAL DE LA SECCIÓN**

Se bombeó píldora de baja reología seguida de una píldora viscosa, se circuló hasta retornos limpios y se dejó en todo el hoyo 140 barriles de píldora viscosa 8.8 lb/gal para la corrida del revestidor.

Se corrió en el hoyo revestidor de 13 3/8 pulgadas sin problemas, no se acondicionó reología del fluido previo a la cementación.

Se cementó revestidor sin problemas sin observar retornos de cemento a superficie.

3.1.3 RESUMEN SEGUNDO INTERVALO 12.5

Intervalo de 12¼ pulgadas

Revestimiento de 9 pulgadas

Desde 510 pies MD hasta 6300 pies MD

Sistema de Fluidos de Perforación

NATIVO DISPERSO

KLA-STOP/POLY-PLUS

Productos Relevantes KLA-STOP, EMI-933, UNITROL, POLY SAL T, DUOTEC, SACK BLACK, CaCO₃, PA-10, DRILLZONE, POLY-PLUS RD

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas

Problemas Encontrados Viaje con leve arrastre

Máxima Desviación 1877° @ 3594, 3877 pies MD

Máxima Temperatura de fondo 150° F

Horas de Perforación 97 Horas

Duración del Intervalo 5 Días

Tarjetas Stop 4

Tabla N°10: Propiedades del Fluido de Perforación del Segundo Intervalo EDÉN

YUTURI D-88

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. De Embudo (seg / qt)	Visc. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
8.5 - 10.8	27 - 28 46 - 53	2 - 6 13 -18	3 - 9 17 - 21	1 / 2 / 3 7/ 14 /20	NC - 8	7 - 7.1 10.3 – 10.6
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf ml.02N H₂SO₄	Cálcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs/bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
0 – 2.5	0 - 1.5	60 - 180	400 - 800	5 - 20	78.3	9.8
Volumen de Lodo (Nativo Disperso)						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen Recibido del Intervalo Anterior:				0		
Volumen Preparado :				1340		
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido Re-Usado:				0		
Transferido al Próximo Intervalo:				0		
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:				916		
Pérdida en el Subsuelo:				0		
Desechado (Dewatering)				424		
Perdido detrás del casing:				0		

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

- **RENDIMIENTO DEL LODO**

Durante la perforación de este intervalo, se emplearon dos tipos de fluidos:

NATIVO-DISPERSO, para perforar con broca PDC de 12 ¼ pulgadas desde 510 pies MD hasta 4034 pies MD.

KLA-STOP/POLY-PLUS, para perforar con broca PDC de 12 ¼ pulgadas desde 4034 pies MD hasta 6300 pies MD, final de la sección.(Ver Anexos N°-1 y N°-2)

- **DENSIDAD DEL FLUIDO**

La densidad del fluido fue llevada de acuerdo a la curva propuesta. La siguiente tabla resume las densidades de fluido empleadas:

Tabla N°11: Densidad del fluido

Sistema de fluido	Rango de densidad (lb/gal)	Densidad (lb/gal) para el viaje	Material Densificante
NATIVO-DISPERSO (broca PDC de 12 ¼ pulgadas)	8.5 – 9.7	9.8	Barita
KLA-STOP/POLY-PLUS (broca PDC de 12 ¼ pulgadas)	9.7 – 10.2	10.8	Carbonato de Calcio 325

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

- **RENDIMIENTO DEL SISTEMA**

Durante la perforación de este intervalo, primero se inicio desde los 510 pies MD con Fluido NATIVO DISPERSO de 8.5 lb/gal de densidad, usando como producto principal MI GEL (bentonita) para darle cuerpo al sistema y además se adicionó otros productos al sistema como dispersantes TANNATHIN, THINSMART Y SAPP, para mantener el fluido disperso (viscosidad de embudo no mayor a 30 seg/cuarto de galón) hasta los 4034 pies MD, profundidad a la cual se cambió por el sistema KLA-STOP/POLY-PLUS 9.8 lb/gal, este tipo de Fluido garantizó una correcta inhibición frente a las arcillas presentes en las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y la entrada de Tena.

Para perforar las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, se formuló y desplazó en el hoyo el Lodo KLASTOP/ POLY-PLUS. La combinación de los productos principales de este Fluido como el KLASTOP, EMI-933 y POLY-PLUS RD, evitó satisfactoriamente que las arcillas y lutitas presentes en las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena reduzcan los tiempos de perforación y viaje, al proporcionar un adecuado control en la reactividad de dichas arcillas con el efecto constante de “inhibición y encapsulación”.(Ver Anexo N°-1)

El Poly Plus RD es un producto solido que primero tiene que pre hidratarse con Agua en un tanque de mezcla especial como es el Shear tank propiedad de M-I SWACO con la finalidad de obtener la correcta mezcla y hidratación de este producto durante las 24 horas

del día. El POLY-PLUS RD encapsula las arcillas perforadas, inhibiéndolas y contribuyendo a su eliminación en zarandas. Durante toda la perforación, se fue controlando y manteniendo las concentraciones de EMI-933 y de POLY-PLUS, este último se fue agregando constantemente al sistema a manera de dilución.

- **CONTROL DE FILTRADO**

Para perforar la Formación Orteguaza, se controló la pérdida de filtrado con los productos POLYSAL T y UNITROL entre valores de 10 cc/30 minutos hasta 8.0 cc/30 minutos al final de la sección.

Así mismo mediante la adición del producto SACK BLACK se contribuyó satisfactoriamente a la estabilización de las lutitas de la Formación Orteguaza. Este producto además contribuyó a formar un revoque consistente y delgado. No se observaron lutitas caídas en zarandas. Antes de entrar a perforar el conglomerado de la Formación Tiyuyacu (5086 a 5174 pies MD) se bombearon “píldoras de barrido” formuladas con Carbonato de Calcio A-30 y A-100 con el propósito de garantizar un sello efectivo. Al atravesar esta formación fue necesario incrementar la concentración de bactericida para prevenir la degradación de los polímeros. (Ver Anexo N°-2 y N°-3))

- **LIMPIEZA DEL HOYO**

En la Formación Chalcana con el Fluido NATIVO-DISPERSO, para asegurar una buena limpieza del pozo se recomendó en todo momento mantener un galonaje no menor a 950 gal/min.

A partir de la Formación Orteguaza (LODO KLA-STOP/POLY-PLUS), se monitoreó y mantuvo la reología adecuada del fluido. Como apoyo para evaluar la limpieza, se empleó el software Virtual Hydraulics® y se evaluó la cantidad de retornos de cortes en zarandas, los mismos que denotaron en todo momento el adecuado acarreo de material desde el fondo.

El bombeó constante de píldoras (aproximadamente cada 400 pies perforados) y de cada dos paradas perforadas aproximadamente cuando las condiciones de la perforación así lo ameritaron (altas tasas de penetración). El bombeó de píldoras fue llevado de la siguiente manera: píldoras viscosas cada dos paradas perforadas y píldoras de reología seguidas de píldoras viscosas cada 4 paradas perforadas; esto durante la perforación de la formación Chalcana, Tiyuyacu y Tena. Al retorno de las píldoras viscosas con SUPER SWEEP se observaron incrementos del 10% al 20% de ripios.

Durante la perforación de la formación Orteguaza NO se bombearon píldoras de baja reología, únicamente se bombearon píldoras viscosas.

Para contribuir a mantener altas tasas de ROP, se adicionó al sistema PA-10, este producto es un surfactante que evita la acreción de material en broca y BHA. Una adecuada limpieza del hoyo más la adición del producto PA-10 en el sistema denotaron en superficie, broca y estabilizadores limpios.

- **FINAL DE LA SECCIÓN**

Previo a los viajes de calibre, se incrementó la densidad del fluido de 9.7 lb/gal a 9.8 lb/gal antes de Orteguzza (4000 pies MD), y al final de la sección (6310 pies MD) se incrementó la densidad de 10.2 lb/gal a 10.8 lb/gal. Los viajes a superficie no presentaron problemas serios.

Se corrió revestidor de 9 5/8 pulgadas sin problemas, circuló hasta retornos limpios y se acondicionó reología del fluido previo a la cementación. Se cementó revestidor sin problemas.

3.1.4 RESUMEN TERCER INTERVALO 8.5 PULGADAS

Intervalo de 8½ pulgadas

Revestimiento de 7 pulgadas

Desde 6300 pies MD hasta 7765 pies MD

Sistema de Fluidos de Perforación KLA-STOP

Productos Relevantes EMI-933, UNITROL, POLYPAC R/UL, DUOVIS, CaCO₃

100, 30, 325, SACK BLACK, LUBE-167

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas

Problemas Encontrados Ninguno

Máxima Desviación 0.5 @ 6614 pies MD

Máxima Temperatura de fondo 138 °F

Horas de Perforación 36 Horas

Duración del Intervalo 4 Días

Tarjetas Stop 2

Tabla N°12: Propiedades del Fluido de Perforación del tercer Intervalo EDÉN

YUTURI D-88

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. de Embudo (seg / qt)	Viscosidad. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
9.3 – 9.6	48 - 50	14 - 17	18- 22	6 / 12 / 18 6 / 13 / 19	5.0	10.0 – 10.5
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf ml.02N H₂SO₄	Calcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs / bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
2.3 - 2.9	1.2 – 1.5	180	800 - 1200	7.5 - 10	50.2	6.0
Volumen de Lodo						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen Recibido del intervalo anterior:					500	
Volumen de Preparado :					789	
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido Re-Usado:					0	
Transferido al Próximo Intervalo:					0	
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:					200	
Pérdida en el Subsuelo:					0	
Botado (Dewatering)					1089	
Perdido detrás del casing:					0	

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

- **DENSIDAD DEL FLUIDO**

La densidad inicial fue de 9.3 lb/gal, esta fue incrementándose de acuerdo a la curva de densidades propuesta hasta 9.6 lb/gal al final de la sección. El material densificante empleado fue Carbonato de Calcio A-325.

- **CONTROL DE FILTRADO**

Para el control de la pérdida de filtrado durante la perforación de todo el intervalo, se adicionó una mezcla de los polímeros UNITROL, POLY-PAC R/UL, la sinergia de estos productos rindieron valores de hasta 5 mL/30 minutos. En todos los ensayos de laboratorio, se observó una costra de lodo delgada, consistente y flexible.

Con el propósito de estabilizar las lutitas presentes en la Formación Napo (7010 -6598 pies MD) se adicionó el producto SACK BLACK, este producto además de estabilizar las paredes del hoyo, contribuye a reducir la pérdida de filtrado al contribuir a formar un revoque consistente, no se observaron lutitas caídas en los retornos de zarandas.

- **LIMPIEZA DEL HOYO**

La reología aseguró en todo momento la óptima limpieza del hoyo. Como apoyo se realizó varias corridas del software Virtual Hydraulics®, herramienta que permitió constantemente evaluar la limpieza y ajustar las condiciones reológicas del fluido para este propósito.

Para asegurar la limpieza y evitar la formación de “camas”, principalmente durante las maniobras de la herramienta direccional “deslizar”, se bombearon píldoras de alta reología

y alto peso densificado con material “puenteante”, carbonato de calcio 30 y 100) cada 4 paradas perforadas.

- **PUENTE Y SELLO**

Para perforar los estratos arenosos de la Formación Napo, se adicionó sistemáticamente al sistema: Carbonato de Calcio 30, 100 y MIX II Médium, este material contribuyó eficientemente a reducir el riesgo de “pega diferencial”, a la conformación del hoyo, minimizan el probable riesgo de influjo de agua – gases - hidrocarburo y garantizan un mínimo “daño a la formación”.

El “Software Optibridge”, ayudó a diseñar un “puenteo” óptimo en función del tamaño máximo de garganta poral (estudios realizados en laboratorios MI SWACO, Houston Texas). Se bombearon también “píldoras de barrido” (20 barriles) con Carbonato de Calcio 100 y Carbonato de Calcio 30, esto con el propósito de renovar el “puenteo” desprendido por el flujo en el anular.

- **FINAL DE LA SECCIÓN**

Para la corrida de registros con cable, se cubrió todo el “hoyo abierto” con 120 barriles de píldora lubricante con LUBE-167 3% v/v. La corrida de registros no presentó problemas.

Luego de la corrida de registros se corrió el Liner de 7 pulgadas; no se realizó viaje de limpieza previo a esta operación.

- **LUBRICIDAD DEL SISTEMA**

Debido a los “dog legs” formados durante la perforación de este hoyo y para asegurar un correcto viaje de calibre y corrida de liner, se recomendó darle adicionar lubricante (LUBE-167) a razón de 1% v/v observándose resultados satisfactorios.

3.2 POZO EDÉN YUTURI D-113

El pozo EDÉN YUTURI D-113 fue diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque 15, Campo Edén Yuturi, Locación D, Cellar “D-113”. Este pozo fue planeado como un pozo direccional tipo J modificado, diseñado con 3 secciones: 16” y 12 ¼” y 8 ½”, con 3 revestidores: superficial de 13 3/8”, revestidor Intermedio de producción 9 5/8” y un Liner de producción de 7”. El objetivo principal fue la Arena “T”.

Tabla N°13: Información General del pozo EDÉN YUTURI D-113

Nombre del Pozo:	EDÉN YUTURI D-113
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9,937,163.00 m Este: 379,042.160 m Latitud: S 0°34' 6.228" Longitud: W 76°5' 13.064"
Coordenadas de Objetivo:	Objetivo Principal (Arenisca “T”) Norte: 9,938,004.00 m Este: 378,293.29 m
Tipo de Pozo:	Direccional Tipo “J” modificado
Taladro:	SINOPEC 129
Altura de la Mesa Rotaria:	36.9 pies
Nivel del Terreno:	682 pies
Profundidad Final del Pozo:	8,754 pies MD / 7,675 pies TVD
Desplazamiento Horizontal:	3,624 pies
Inclinación Máxima:	38.38 @ 4,024.36 pies MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	06 de Julio de 2009 – 19h30
Fin de Operaciones de Perforación:	21 de Julio de 2009 – 00h00

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

3.2.1 EVENTOS PRINCIPALES EDÉN YUTURI D-113

- El día 6 de Julio del 2009 inició la perforación del pozo EDÉN YUTURI D-113 con un máximo ángulo de 38.38 grados cuyo objetivo principal fue la arena T.
- El primer intervalo fue perforado desde 0 – 4463 pies MD con el sistema Nativo Disperso, durante la perforación de este intervalo no existieron problemas, el viaje se realizo sin mayores inconvenientes, se bajó y cemento casing sin problemas.
- El segundo intervalo se perforó con el sistema KLA STOP, con broca PDC de 12.25 pulgadas y Motor de fondo desde 4463 pies MD hasta 7157 pies MD, Durante los viajes de control se observó tensiones puntuales. Se incrementó el peso del fluido de 10.2 a 10.8 lb/gal, se realizó viaje a superficie sin ningún problema. Se corrió revestidor de 9 5/8 pulgadas y se cemento sin inconvenientes.
- El tercer intervalo de 8 ½ pulgadas, se perforó sin problemas con Power Drive, desde 7157 pies MD hasta 8754 pies MD. El viaje se realizó sin problemas, Se corrió registros eléctricos AIT, PEX sin ningún problema. No se realizó viaje de calibre después de los registros eléctricos. Bajó y cemento Liner de 7 pulgadas sin problemas.

3.2.2 RESUMEN DEL PRIMER INTERVALO 16 PULGADAS

Intervalo de 16 pulgadas

Desde 0 hasta 4463 pies MD.

Revestimiento de 16 pulgadas.

Sistema de Fluido de Perforación Nativo disperso

Productos Relevantes M-I GEL

GELEX

BARITA

THINSMART

SAPP

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas.

Problemas Encontrados NINGUNO

Máxima Desviación 38.15° @ 4308.29 pies MD.

Máxima Temperatura de Fondo 150° F

Horas de Perforación 55

Duración del Intervalo 6 días

Tarjetas Stop 0

Tabla N°14: Propiedades del Fluido de Perforación del Primer Intervalo EDÉN

YUTURI D-113

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. de Embudo (seg / qt)	Visc. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
8.4 – 10.0	26/35	2/8	3/12	1/2/2 5/8/11	NC	7.0-8.1
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf/Mf ml.02N H₂SO₄	Calcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs/bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
0/0	0.0/0.5 0.0/0.9	80 - 160	200 - 300	5 - 25	44.3	8.0
Volumen de Lodo						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen recibido del pozo anterior:					0	
Volumen preparado :					3410	
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido re-usado:					0	
Transferido a Próxima Etapa:					0	
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:					755	
Pérdida en el Subsuelo:					0	
Desechado (Dewatering)					2615	
Perdido detrás del casing:					40	

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

• **RENDIMIENTO DEL LODO**

La perforación del pozo EDÉN YUTURI D-113 inició el 6 de Julio del 2009 con broca tricónica de 17 ½ pulgadas y sarta de perforación convencional, se prehidrató 180 barriles

de M-I Gel a razón de 10 lb/bbl para ser utilizados en el sistema Nativo Disperso con densidad inicial de 8.4 lb/gal.

Durante la perforación de los primeros 400 pies se bombearon píldoras viscosas al finalizar cada parada. Una vez perforados los primeros 400 pies se sacó la sarta a superficie, se quebró broca tricónica de 17 ½ pulgadas y se armó sarta dirección con broca PDC de 16 pulgadas, durante la perforación del hoyo de 16 pulgadas fueron bombeadas píldoras viscosa cada 2 paradas y píldoras de baja reología cada 4 paradas perforadas para la limpieza de la broca y del hoyo, según lo programado.

Las píldoras de baja reología fueron preparadas con dispersantes tales como: TANNATHIN, THINSMART, y SAPP, además se agregó PA-10 al sistema, con el propósito de evitar que las arcillas reactivas perforadas se adhieran a la broca y al ensamblaje de fondo maximizando así el ROP.

Las píldoras viscosas fueron preparadas con M-I GEL, GELEX y SUPER SWEEP. La secuencia de bombeo fue cada 2 paradas píldoras viscosas y cada 4 paradas píldoras dispersas, dando buenos resultados en la limpieza del hoyo, agregado el alto caudal que se utiliza para ésta sección, 1000 gpm aproximadamente.

El máximo ángulo alcanzado en este intervalo fue de 38.38 grados a 4024.36 pies MD.

Antes de realizar viajes de calibración y/o a superficie se bombeó un tren de píldoras, de baja y alta reología para asegurar la limpieza de la broca, ensamblaje y del pozo; alcanzando una eficiente limpieza del agujero, corroborado con los datos arrojados por el software de M-I SWACO, VIRTUAL HYDRAULICS.

Con el propósito de mantener la densidad y la reología del fluido de acuerdo al programa se operó continuamente las centrífugas en forma de “dewatering”. Lo que permitió eliminar gran cantidad de los sólidos reactivos y de baja gravedad específica devolviendo al sistema agua, además se mantuvo la dilución del sistema.

Se perforó hasta 4463 pies MD, PT de la sección profundidad hasta la que se corrió el casing de 13 3/8 pulgadas quedando el zapato a 4462/4069 pies MD/TVD.

La cementación del casing de 13 3/8 pulgadas se realizó de forma normal no se observó retorno de cemento a superficie.

3.2.3 RESUMEN SEGUNDO INTERVALO 12.25 PULGADAS

Intervalo de 12¼ pulgadas

Revestimiento de 9⁵/₈ pulgadas

Desde 4463 Pies MD hasta 7157 pies MD

Sistema de Fluidos de Perforación KLA STOP / POLY PLUS

Productos Relevantes EMI-933, POLY SAL-T, UNITROL, DUO-VIS, DUO-TEC, SACK BLACK, PA-10, LUBE-167, POLY PLUS-RD.

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas

Problemas Encontrados Puntos apretados puntuales

Máxima Desviación 37.61° a 5000 pies MD

Máxima Temperatura de fondo 155 °F

Horas de Perforación 52.7 horas

Duración del Intervalo 5 días

Tarjetas Stop 3

Tabla N°15: Propiedades del Fluido de Perforación del Segundo Intervalo EDÉN

YUTURI D-113

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. de Embudo (seg / qt)	Visc. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
9.4 – 10.8	42 – 46	12 – 18	16 – 22	4/6/8 5/10/14	14 – 6.5	10.2 – 10.5
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf/Mf ml.02N H₂SO₄	Cálcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs/bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
2.0 – 2.8	1.42 – 3.24	120 – 140	350 – 550	5 – 17.5	46.9	7.5
Volumen de Lodo						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen Recibido de pozo anterior:						
Volumen Preparado :				2300		
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido Re-Usado:						
Transferido al Próximo Intervalo:				300		
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:				543		
Pérdida en el Subsuelo:						
Desechado (Dewatering)				1457		
Perdido detrás del casing:						

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

- **RENDIMIENTO DEL LODO**

La perforación de este intervalo se realizó con broca PDC de 12¼ pulgadas y motor de fondo, se perforó desde 4,463 pies MD hasta 7,157 pies MD. Se preparó 2,300 barriles de fluido KLA STOP para perforar este intervalo de acuerdo a las concentraciones recomendadas.

De acuerdo a la curva de pesos propuesta, se inició la perforación con una densidad de fluido de 9.4 lb/gal, la misma que se fue incrementado hasta una densidad final de 10.2 lb/gal durante la perforación. A la profundidad final de esta sección, 7,157 pies MD, se densificó el fluido desde 10.2 hasta 10.8 lb/gal para realizar el viaje de calibración y posteriormente bajar el casing de 9 5/8 pulgadas. Como material densificante para la perforación de esta sección se utilizó Carbonato de Calcio 325.

Durante la perforación de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena se monitoreó diariamente la concentración de KLA STOP y EMI-933, productos base del fluido. La función primordial de estos productos es la de inhibir las arcillas presentes principalmente en las formaciones Tiyuyacu y Tena.

Para controlar el filtrado, principalmente durante de la perforación de las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu, se adicionó al sistema UNITROL y POLY SAL-T prehidratados, la prehidratación contribuye con un óptimo rendimiento de los polímeros, además para prevenir la degradación del fluido por la acción bacteriana, se adicionó y mantuvo una buena concentración de MYACIDE y SODA CAUSTICA en el sistema.

Con el propósito de mantener una adecuada limpieza del agujero, se llevó un programa de bombeo constante de píldoras, la frecuencia de bombeo fue de aproximadamente cada 400 pies perforados, dicho programa estuvo formado por píldoras viscosas, bombeadas durante la perforación de la formación Orteguaza (aquí no se bombeó píldoras de baja reología). En las formaciones Tiyuyacu y Tena se bombeó píldoras de baja reología seguidas por píldoras viscosas con SUPER SWEEP. Al retorno de las píldoras viscosas se observó en las zarandas incrementos de sólidos de entre el 10 y 20% Como herramienta de apoyo, la limpieza del hoyo fue monitoreada con el software de M-I SWACO Virtual Hydraulics; en el cual se cargaron los parámetros del pozo y reología del fluido, los resultados mostrados por el paquete informático indicaron en todo momento una eficiente limpieza del hoyo. El registro de píldoras fue llevado en el “Sweep Report” de Schumberger.

Para estabilizar las lutitas presentes en la formación Orteguaza, se adicionó Sack Black a razón de 1.2 lb/bbl. Además se controló el filtrado con la adición de POLY SAL-T y UNITROL. La reducción de filtrado evita la invasión de sólidos entre los planos de foliación de las lutitas evitando el efecto “cuña” en dichos planos y la subsecuente caída de las paredes del pozo. En las zarandas no se observó lutitas caídas, por lo que la formación Orteguaza fue estabilizada exitosamente.

Al atravesar el conglomerado de la formación Tiyuyacu se adicionó Carbonato de Calcio 30 y 100 al sistema para asegurar un puenteo y sello en las mismas. Al atravesar esta formación fue necesario incrementar la concentración de bactericida para evitar la degradación bacteriana de los polímeros.

Además se usó el producto PA-10 y DRILZONE que evitó el embolamiento de la broca, dando lubricidad al fluido, disminuyendo el torque, arrastre y aumentando la rata de penetración.

Para bajar el revestidor se bombeó y desplazó al hoyo 100 barriles de píldora lubricante con LUBE-167 al 3% V/V con el propósito de reducir la fricción entre el revestidor y las paredes del hoyo.

3.2.4 RESUMEN DEL TERCER INTERVALO 8.5 PULGADAS

Intervalo de 8½ pulgadas

Liner 7 pulgadas

7,157 pies hasta 8,754 pies

Sistema de Fluidos de Perforación KLA-STOP

Productos Relevantes EMI-933, POLY PAC R/UL, DUO-VIS, DUO-TEC,
CARBONATO DE CALCIO 100, 30, 325, SACK BLACK

Equipos de Control de Sólidos Zarandas, Desander, Desilter, Mud Cleaner, Centrífugas

Problemas Encontrados Ninguno

Máxima Desviación 3,49 grados a 8,011 pies MD

Máxima Temperatura de fondo 148 °F

Horas de Perforación 31 horas

Duración del Intervalo 5 días

Tarjetas Stop 2

Tabla N°16: Propiedades del Fluido de Perforación del Tercer Intervalo EDÉN

YUTURI D-113

Propiedades del Fluido de Perforación del Intervalo						
Peso del Lodo (lbs / gal)	Visc. de Embudo (seg / qt)	Visc. Plástica (cp)	Punto Cedente (lbs/100ft²)	Geles (lbs/100ft²) 10/10/30	Pérdida de Filtrado (ml/30min)	pH
9.3 - 9.7	40 - 48	15 - 18	20 - 22	4/9/12 5/13/18	7.0 - 5.2	10 - 10.2
Pm ml.02N H₂SO₄	Pf ml.02N H₂SO₄	Calcio Mg/l	Cloruros Mg/l	MBT Lbs / bbl	Máximo Sol. de Per Lbs/bbl	Máximo LGS %
1.2 - 2.3	0.8 - 1.1	160	400	12.5 - 7.5	33.6	5.4
Volumen de Lodo						
Volumen Preparado, bbl						
Volumen Recibido del intervalo anterior:					305	
Volumen de Preparado :					871	
Volumen Re-Usado, bbl						
Fluido Re-Usado:						
Transferido al Próximo Intervalo:					0	
Volumen Perdido, bbl						
Pérdida en Superficie:					449	
Pérdida en el Subsuelo:						
Botado (Dewatering)					727	
Perdido detrás del casing:					0	

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros L.

• RENDIMIENTO DEL LODO

Se prepararon 1200 bbl de nueva formulación de fluido KLA STOP y se mezclaron con 500 bbl de lodo recuperados de la sección anterior. Durante la perforación se mantuvo el bombeo de píldoras viscosas cada dos paradas para asegurar limpieza en el hoyo.

Igualmente se adicionó Sack Black para control inestabilidad de las lutitas. Se mantuvo al pH alrededor de 10.2 - 10 para garantizar una mejor efectividad de los productos en uso.

Se usó Carbonato de Calcio de diferente granulometría 325, 100 y 30, y se mantuvo sus concentraciones de acuerdo a la evaluación del Software OPTIBRIDGE.

El inhibidor principal en uso fue EMI-933, utilizado para controlar las arcillas reactivas presentes en las diferentes formaciones en especial en la formación Napo.

La degradación de los polímeros se controló con el uso de My Acide y se mantuvo el pH con la adición de Soda Cáustica. Para controlar el filtrado se mantuvo el tratamiento al fluido con POLY PAC UL / R y UNITROL, consiguiéndose además un revoque fino y consistente.

Es de acotar que en cada parada se adicionó material de puenteo para minimizar los riesgos de pega diferencial.

Con el propósito de evaluar la limpieza del hoyo mediante el bombeo de las píldoras y la limpieza del hoyo con el lodo del sistema, se empleó el software VIRTUAL HYDRAULICS®, el mismo que mostró en todo momento una adecuada limpieza del hoyo.

Para incrementar las lecturas reológicas de 6/3 rpm, se usó el biopolímero DUOAVIS; el cual permitió mejorar condiciones de limpieza del hoyo.

Previo a la corrida del liner de 7 pulgadas se preparó y dejó en el fondo del hoyo, 100 bbl de píldora lubricante con LUBE 167 al 3.0% V/V, carbonato de calcio y MIX-II FINE.

(Ver Anexo N°-7)

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS COMPARATIVO

En el presente capítulo se mostrará mediante tablas y gráficos el análisis comparativo de los pozos estudiados.

4.1 CUADRO COMPARATIVO DE LOS POZOS EDÉN YUTURI D 88 y EDÉN YUTURI D 113

En la siguiente tabla se presentan las principales características de los pozos estudiados

Tabla N°17: Cuadro comparativo

PARAMETRO	EDÉN YUTURI D 88	EDÉN YUTURI D 113
Tipo de pozo	Direccional Tipo “S”	Direccional tipo “J”
Profundidad final	7765’ MD / 7679’ TVD	8754’ MD / 7675 TVD
PRIMER INTERVALO	Desde 0 pies hasta 510 pies	Desde 0 hasta 4463 pies
Sistema de fluidos	Nativo disperso	Nativo disperso
Problemas encontrados	Ninguno	ninguno
Peso del Lodo(lb/gal)	8.4 - 8.8	8.4 - 10
Viscosidad de embudo (seg/qt)	27	26/35
Viscosidad plástica(cp)	2	2/8
Punto cedente (lb/100pies ²)	3	3/12
Perdida de filtrado (ml/30min)	NC	NC
pH	7	7 – 8.1
Volumen preparado(bbl)	1406	3410
Perdida en superficie (bbl)	400	755
Desechado (Dewatering)	306	2615
Rendimiento sistema	Adición de dispersantes	Dewatering

SEGUNDO INTERVALO	Desde 510 pies hasta 6300 pies	Desde 4463 pies hasta 7157 pies
Sistema de fluidos	KLA-STOP/POLY-PLUS	KLA-STOP/POLY-PLUS
Problemas encontrados	Viaje con leve arrastre	Puntos apretados puntuales
Peso del Lodo(lb/gal)	8.5 – 10. 8	9.4 – 10.8
Viscosidad de embudo (seg/qt)	46 – 53	42 – 46
Viscosidad plástica(cp)	13 - 18	12 – 18
Punto cedente (lb/100pies ²)	17 – 21	16 – 22
Perdida de filtrado (ml/30min)	NC – 8	14 – 6.5
pH	10.3 – 10.6	10.2 – 10.5
Volumen preparado(bbl)	1340	2300
Perdida en superficie (bbl)	916	543
Desechado (Dewatering)	424	1457
Rendimiento sistema	Control de reactividad (inhibición y encapsulación)	Prehidratación (prevención de degradación)
TERCER INTERVALO	Desde 6300 pies hasta 7765 pies	Desde 7,157 pies hasta 8,754 pies
Sistema de fluidos	KLA-STOP	KLA-STOP
Problemas encontrados	Ninguno	Ninguno
Peso del Lodo(lb/gal)	9.3 – 9.6	9.3 – 9.7
Viscosidad de embudo (seg/qt)	48 – 50	40 – 48
Viscosidad plástica(cp)	14 – 17	15 – 18
Punto cedente (lb/100pies ²)	18 – 22	20 – 22
Perdida de filtrado (ml/30min)	5	7 – 5.2
pH	10 – 10.5	10 – 10.2
Volumen preparado(bbl)	789	871
Perdida en superficie (bbl)	200	449
Desechado (Dewatering)	1089	727
Rendimiento sistema	Inhibidor de arcillas	Control inestabilidad de las Lutitas

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: Diana Ballesteros Lara

4.2 ANÁLISIS

1. Podemos observar en la tabla comparativa, que en el primer intervalo de pozo EDÉN YUTURI D-113 se prepara un volumen de lodo mucho mayor en comparación de volumen preparado para el pozo EDÉN YUTURI D-88, teniendo en cuenta que la profundidad es similar, y analizando los informes de perforación, podemos concluir que se prepara dicha cantidad con el propósito de mantener la densidad y la reología del fluido de acuerdo al programa, se operó continuamente las centrífugas en forma de “dewatering”. Lo que permitió eliminar gran cantidad de los sólidos reactivos y de baja gravedad específica devolviendo al sistema agua, además se mantuvo la dilución del sistema. (Ver Anexos N°-8 y N°-5)
2. El pozo EDÉN YUTURI D-88 ahorra en volumen, pero invierte en dispersantes, a fin de aumentar el rendimiento del sistema, fue necesaria la adición sistemática de dispersantes. Estos productos permitieron tener valores reológicos óptimos durante la perforación de esta sección.
3. En el segundo intervalo en el pozo EDÉN YUTURI D-88 se usó la combinación de algunos componentes del sistema, esto evitó satisfactoriamente que las arcillas y lutitas presentes en las formaciones Ortegua, Tiyuyacu y Tena reduzcan los tiempos de perforación y viaje, al proporcionar un adecuado control en la reactividad de dichas arcillas con el efecto constante de “inhibición y encapsulación”.

4. A diferencia del pozo EDÉN YUTURI D-113 que en el segundo intervalo vuelve a usar mayor volumen de fluido, además de la combinación de los productos principales de los sistemas establecidos, se adicionó al sistema productos prehidratados, la prehidratación contribuye con un óptimo rendimiento de los polímeros, además para prevenir la degradación del fluido por la acción bacteriana, se adicionó y mantuvo una buena concentración de SODA CAUSTICA en el sistema.
5. En el último intervalo, se utiliza aproximadamente el mismo volumen de fluido en los dos pozos, en EDÉN YUTURI D-113 se utilizó un inhibidor para controlar las arcillas reactivas presentes en las diferentes formaciones en especial en la formación Napo; en EDÉN YUTURI D-88 con el propósito de estabilizar las lutitas presentes en la Formación Napo (7010 -6598 pies MD) se adicionó un producto especial que además de estabilizar las paredes del hoyo, contribuye a reducir la pérdida de filtrado al contribuir a formar un revoque consistente, no se observaron lutitas caídas en los retornos de zarandas.

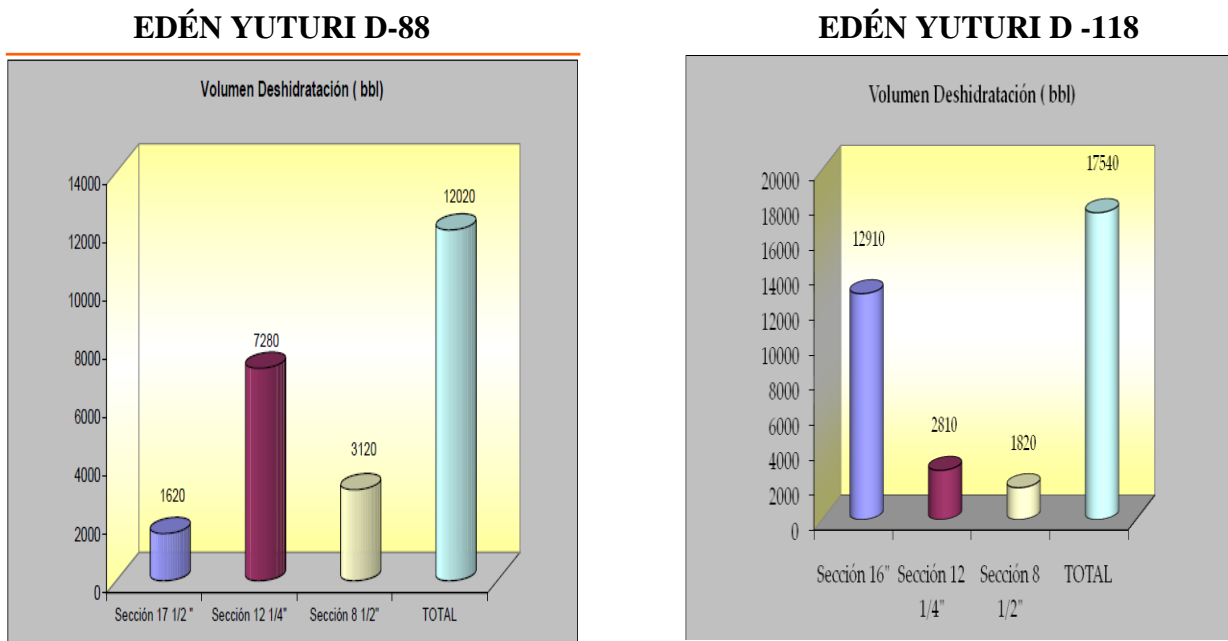
4.3 GESTIÓN DE FLUIDOS

Durante la perforación del pozo se realizó deshidratación a 12,020 barriles (EDÉN YUTURI D-88) y 17,540 barriles (EDÉN YUTURI D-113) de fluido de perforación provenientes del sistema activo, contrapozo, cubetos, flóculos de tratamiento de agua y otros.

El total de agua tratada fue de 8,600 barriles (EDÉN YUTURI D-88) y 13,760 barriles (EDÉN YUTURI D-113). No se realizaron descargas al medio ambiente de agua tratada. 7,200 barriles (EDÉN YUTURI D-88) y 12,800 barriles (EDÉN YUTURI D-113) de agua tratada fueron enviados al proceso de reinyección después de la autorización respectiva por parte del personal de SSA de PETROAMAZONAS. El resto de agua tratada será evacuado en la etapa de completación.

La cantidad de desecho sólido generado en la perforación fue de 5,111 barriles (EDÉN YUTURI D-88) y 6,387 barriles (EDÉN YUTURI D-113), los cuales fueron tratados con agente fijador y dispuestos en la respectiva zona de disposición final.

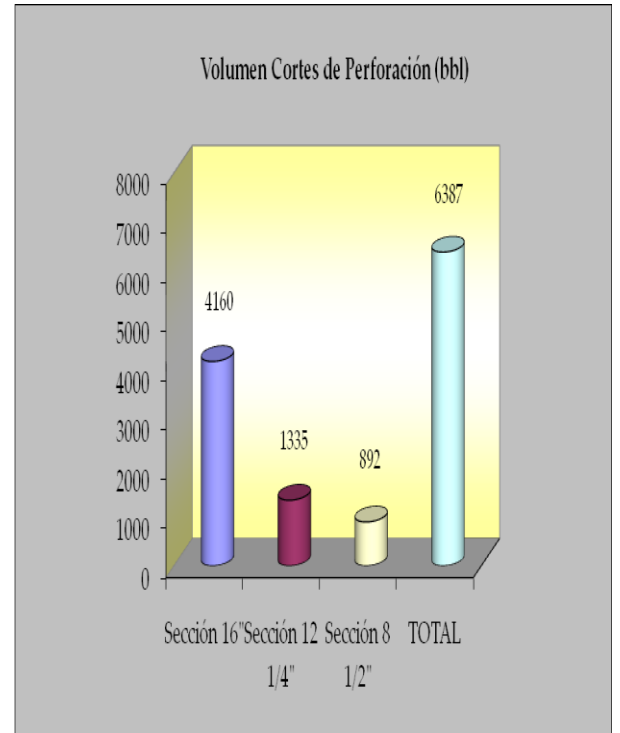
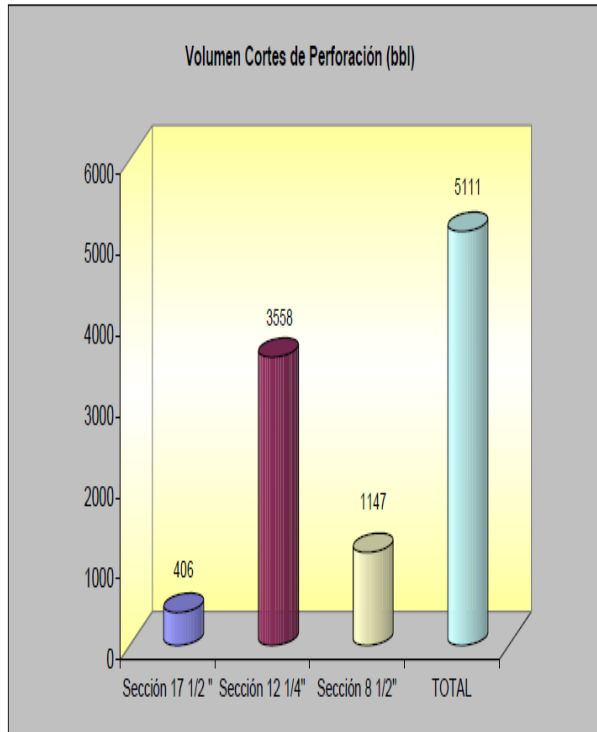
Figura N°23: Volumen Deshidratación



Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

Figura N°24: Volumen Cortes de Perforación



Fuente: Informe de Perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Llevar frecuentes diluciones al sistema ayuda a mantener el sistema siempre disperso, con sólidos de perforación al mínimo. Este fluido extraído del sistema puede ser “reciclado” para el siguiente intervalo previo un tratamiento de “dewatering”; minimizando así el consumo de agua fresca y el impacto ambiental que esto conlleva.
- Antes de sacar tubería a superficie para viaje de calibre es importante bombear una píldora de baja reología y circularla hasta fuera de superficie, luego bombear la píldora viscosa, ya que así se asegura una buena limpieza del BHA, como se observó en este último viaje a superficie.
- Se debe mantener el dewatering al sistema durante toda la perforación de esta sección con el objetivo de evitar la excesiva incorporación de sólidos al fluido de perforación y el aumento de los parámetros reológicos que ello conlleva, además de minimizar el uso de agua fresca.
- Mantener caudales de bombeo altos, +/- 1000 gal/min, debido a que el fluido de perforación para ésta sección tiene parámetros reológicos bajos, y la limpieza del hoyo depende en gran porcentaje del caudal de bombeo.

- Durante la perforación de esta sección fue corrido varias veces tomando como referencia los valores reológicos de las píldoras viscosas, y en todos los casos mostró una eficiente limpieza del pozo.
- La adición de los productos inhibidores de arcillas permite mantener los valores de MBT bajos y controlados permitiendo un comportamiento óptimo del fluido durante la perforación. Es necesario iniciar la sección con la mayoría del fluido preparado debido a las altas ratas de penetración.
- La combinación de POLY SALT, UNITROL y SACK BLACK adecuadamente hidratados al arranque de la sección y el posterior acondicionamiento del lodo con los mencionados producto ayudaron a mantener el filtrado en valores bajos; así como también mejoraron la calidad del revoque. El uso de carbonatos de calcio ayudó a formar un buen sello en el conglomerado de la formación Tiyuyacu.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda iniciar con una concentración de 1.0 a 1.5 lb/bbl de POLY-PLUS RD con el propósito de asegurar una buena encapsulación del sistema evitando la disgregación de la arcilla perforada.
- Para el desplazamiento de lodo Nativo-Disperso por lodo KLA-STOP/POLY-PLUS se recomienda circular al menos 2 fondos arriba incrementando gradualmente el galonaje, esto con el propósito de “calentar” el fluido, minimizando de esta manera la excesiva pérdida de lodo por zarandas.
- Se recomienda instalar en las zarandas mallas mesh 200 o inferior, de esta manera se evitara la pérdida de fluido por los equipos.
- Se recomienda realizar viaje de calibre antes de bajar el casing, en especial cuando superan las 40 horas de perforación del último viaje y así asegurar una operación con éxito.
- Se recomienda continuar dejando en todo el hoyo abierto una píldora lubricante LUBE-167 al 3% v/v para la corrida de registros con cable, estos se dieron sin problemas.
- Se recomienda agregar material “puenteante” durante la circulación previa al viaje de superficie, esto con el propósito de renovar el sello en las formaciones porosas y permeables.

- Es recomendable operar el Mud Cleaner con mallas mesh 325 para perforar la formación Chalcana, práctica operacional que ayuda a minimizar el ingreso de sólidos de baja gravedad al sistema.
- Como buena práctica de perforación en la formación Tiyuyacu se recomienda tener una Reología baja de esta manera generar un agujero más amplio, reduciendo los problemas de hueco apretado durante los viajes de calibración como efecto de la geometría del pozo

BIBLIOGRAFÍA

- AMOCO Production Company Drilling Fluids Manual
- BAROID Halliburton Manual de Fluidos de perforación Marzo, 2003
- FIPETROL LATINOAMERICA Fluidos de Perforación Junio, 1991
- J.M. SEHEULT, KELKO OILFIELD GROUP, El Impacto de la Goma Xántica Sobre el Desempeño de los Fluidos de Perforación, Houston, Texas . 2001
- MANUAL DE PERFORACION DE MI, Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación “Marzo 2002
- Max R. Annis Martin V. Smith Drilling Fluids Technology July, 1974
- MI Swaco Manual of Drilling Fluids Technology, Edition 2001
- NL BAROID, Drilling Mud Handbook , 1983
- OKRAJNI S.S and AZAR, J.J. The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells Paper No 14178, SPE, Annual Technology Conference and Exhibition , Las Vegas , September 22-25, 1985.
- PETROLEUM EXTENSION SERVICE, Well control for completion and workover, The University of Texas at Austin, 1992.
- SPE Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids MAY 2003

ANEXO N°-1: Cortes arcillosos “encapsulados” por el producto POLY_PLUS



Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

ANEXO N°-2: Broca limpia en superficie, viaje a superficie desde 4034 pies MD, lodo NATIVO-DISPERSO



Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

ANEXO N°-3: Broca limpia en superficie, con escaso material de arrastre, viaje a superficie desde 6300 pies MD, lodo KLA-STOP/POLY-PLUS



Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

ANEXO N°-4: Topes de las Formaciones EDÉN YUTURI D-88

Topes de las Formaciones del Intervalo, pies (MD/TVD)	
Chalcana Superior	1914/1912
Chalcana Inferior	2734/2732
Orteguaza	4004/3958
Tiyuyacu	4936/4855
Tena	6204/6118
Napo	6572/6486
Arenisca "M1" Superior	6592/6506
Arenisca "M1" Principal	6619/6533
Arenisca "M1" Inferior	6648/6562
Lutita de Napo	6698/6612
Caliza "M-1"	6881/6795
Caliza "M-2"	7060/6974
Arenisca "M-2"	7109/7023
Caliza "A"	7235/7149
"U" Superior	7259/7173
"U" Media	7326/7240
"U" Inferior	7355/7269
Caliza "B"	7515/7429
Arenisca "T" Superior	7545/7459
Arenisca "T" Principal	7583/7497
Base Napo	7730/7644
Profundidad Total	7765/7679

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

ANEXO N°-5: Broca y estabilizador Hoyo de 12 ¼ pulgadas EDÉN YUTURI D-113



Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco

**ANEXO N°-6: Topes de las Formaciones del Intervalo, pies (MD/TVD) EDÉN
YUTURI D-113**

Topes de las Formaciones del Intervalo, pies (MD/TVD)	
TENA FM	7,021 MD / 6,121 TVD
NAPO FM	7,498 MD / 6,510 TVD
UPPER "M-1" SS	7,500 MD / 6,512 TVD
MAIN "M-1" SS	7,546 MD / 6,551 TVD
BASE "M-1" SS	7,601 MD / 6,599 TVD
NAPO SHALE	7,620 MD / 6,615 TVD
"M-1" LIMESTONE	7,844 MD / 6,814 TVD
"M-2" LIMESTONE	8,014 MD / 6,970 TVD
"M-2" SANDSTONE	8,061 MD / 7,014 TVD
"A" LIMESTONE	8,216 MD / 7,159 TVD
UPPER "U" SS	8,234 MD / 7,176 TVD
MIDDLE "U" SS	8,300 MD / 7,237 TVD
LOWER "U" SS	8,325 MD / 7,260 TVD
"B" LIMESTONE	8,494 MD / 7,422 TVD
SS "T" INTERVAL	8,512 MD / 7,440 TVD
SS "T" PRINCIPAL	8,547 MD / 7,474 TVD
NAPO BASE	8,706 MD / 7,628 TVD
CALIZA C	8,742 MD / 7,663 TVD

Fuente: Informe de perforación Petroamazonas

Elaborado por: MI-Swaco