

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra

(FICT)

**“DISEÑO DE UN FLUIDO INHIBITORIO PARA UN POZO DEL
CAMPO DE GAS “AMISTAD””**

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentada por:

JOSÉ LUIS FLORES FABARA

RONNY ANTONIO MÉNDEZ VERDUGA

Director de tesis:

Ing. Xavier Vargas

GUAYAQUIL-ECUADOR

AÑO 2014

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a mi DIOS por brindarme la sabiduría para llevar a cabo este proyecto de Tesis, en segundo lugar a mi familia especialmente a mi señora madre Margarita del Rocio Fabara que gracias a su esfuerzo y sacrificio realizado por ella durante mi época de estudios pude salir adelante y terminar con mi carrera, al Ing. Klever Malavé quien contribuyo en una parte para el desarrollo de la tesis y al Ing. Jorge Mora Gerente de la empresa Qmax Solution S.A. quien nos brindó todo el apoyo posible para poder desarrollar el tema en su laboratorio.

DEDICATORIA

A mi madre, mi hermana quien me apoyaron en todo dedico este trabajo, al Ing. Klever Malavé quien me guio y brindo su apoyo durante todo el desarrollo de la Tesis.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS por darme la fuerza y perseverancia día a día. A mis Padres y Hermanos los cuales me brindaron todo su apoyo incondicional creyendo en mí. Al Ing. Klever Malavé, que a más de ser mi Mentor, es un gran amigo quien confió en mí y me dio todo su apoyo en la realización de este proyecto. Al Ing. Jorge Mora, Gerente General de la Compañía Qmax-Ecuador S.A por permitirme realizar la investigación científica en esta. Y finalmente a todo el personal de dicha empresa en especial a la Ing. Andrea Chávez y al Ing. Klever Obando por la confianza y apoyo en todo el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

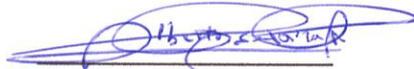
Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño principalmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá y mamá por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí. A mis hermanos Betty y Cristofer por estar conmigo y apoyarme siempre. A mi novia Linner por brindarme su apoyo incondicional.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Heinz Terán M.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Xavier Vargas
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Alberto Galarza
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.


José Flores Fabara


Renny Méndez Verduga

Resumen

El presente Proyecto fue propuesto por la compañía QMAX ECUADOR S.A., con el objetivo de realizar el análisis de la inhibición de los componentes arcillosos de la formación Puna del Campo de Gas "AMISTAD" con un fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio.

Las muestras obtenidas de este campo fueron de un pozo de desarrollo "Amistad 10".

Se realizaron 6 pruebas diferentes para poder caracterizar los niveles más reactivos e inestables de las arcillas y se analizó la inhibición del fluido ante el hinchamiento de las muestras por la presencia del agua en el sistema en la sección de 17 ½ del presente pozo.

La caracterización mineralógica (DRX) de los componentes en los niveles perforados, donde se enfocó el estudio en aquellos que requieren un tratamiento especial como lo son las arcillas hidratables (Esméctitas, Montmorillonitas, Kaolitas e Illitas), minimizando la reactividad ante una presencia acuosa, o su dispersión dentro del fluido de perforación.

Fundamentado en la composición mineralógica de las muestras se realizara la prueba de MBT para sólidos con el fin de determinar los niveles más reactivos con la determinación de la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).

De acuerdo a la composición mineralógica y el CEC de cada nivel se realiza el análisis de inhibición química (Amina-Cloruro de Potasio) con prueba CST (Capillary Suction Time Test) para determinar la mejor combinación de inhibidores químicos de arcillas reactivas.

La prueba de MBT del fluido nos permite evaluar el poder inhibitorio de los inhibidores químicos (Amina, Cloruro de Potasio) y mecánico (Glicol y PHPA) conjuntamente.

En las pruebas de dispersión y erosión se analizan los efectos erosivos del fluido utilizado durante la perforación.

Una vez realizado el análisis de dispersión y erosión se efectúa el Hinchamiento Lineal de las muestras más reactivas con el objetivo de corroborar el efecto de la combinación de cada una de las sustancias inhibitoras en la reducción del hinchamiento de las arcillas.

Las pruebas (C.S.T, M.B.T de fluidos, Dispersión y Erosión, Hinchamiento Lineal) son realizadas con un fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio y adicionalmente PHPA.

Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas presentan valores positivos, donde el poder de inhibición de la combinación de los inhibidores exhiben valores entre 80 y 96.25 % de inhibición; el lodo utilizado evita aproximadamente un 95% el hinchamiento de las arcillas y desde 5.57 hasta 0.24% de erosión de las lutitas en relación al efecto que tuvo cada una de las muestras con un fluido blanco 100% agua.

El primer capítulo presenta una descripción general geológica, estructural y estratigráfica del Campo de Gas "Amistad", así como una descripción detallada de las formaciones Puna, Progreso y Subibaja proporcionada por el Master Log del pozo "Amistad 14", la composición del gas natural e información de pozos en producción y sus propiedades.

El segundo capítulo describe la química de las arcillas como el origen, estructura, características, propiedades y tipos de minerales. Así como los problemas relacionados con arcillas reactivas y lutitas inestables que generan problemas durante la perforación.

En el tercer capítulo se detalla las funciones y propiedades de los fluidos base agua. El comportamiento de los componentes del fluido base Amina-Glicol- Cloruro de Potasio en la inhibición de los componentes arcillosos. Así como el diseño del fluido, diseño mecánico del pozo, problemas potenciales durante la perforación y las propiedades del fluido establecidas en el programa de lodos.

En el cuarto capítulo se realiza una descripción de las pruebas de laboratorio básicas, especiales y químicas que se efectúan al lodo para definir las características que aportan a cada una de las funciones del fluido enfocándonos en la inhibición de arcillas.

En el quinto capítulo se muestra detalladamente los resultados de las pruebas realizadas, desde la selección de muestras, la ejecución de las pruebas básicas y químicas en el campo, la pruebas especiales hasta los criterios técnicos sobre cada uno de los valores registrados en los ensayos. Además la elaboración de un programa computacional que nos permite determinar los resultados de cada una de las pruebas, el sumario de lodos en la sección analizada de 17 ½ y finalmente recomendaciones para optimizar la inhibición en base al análisis de los resultados.

En el sexto capítulo se analiza las condiciones medio ambientales que deben cumplir los residuos líquidos y sólidos obtenidos de un proceso de perforación para su disposición final analizando los límites permisibles dispuestos en las normas 1215. Así como la descripción de las pruebas de laboratorio y la elaboración de un programa computacional que nos permita analizar los resultados en base a los límites permisibles.

Finalmente, el séptimo capítulo muestra las conclusiones y recomendaciones obtenidas del análisis de los resultados del estudio

Objetivos

Objetivo general

- Diseñar la composición óptima y monitorear la efectividad de un Fluido inhibitorio base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio de perforación aplicada a un pozo del campo de gas “AMISTAD”.

Objetivos específicos

- Reducción de la inestabilidad del pozo y de la afectación a las formaciones productivas del campo Amistad.
- Establecimiento de los procedimientos recomendados en el diseño del fluido inhibitorio de perforación en el campo amistad.
- Análisis y Evaluación técnica y ambiental de los resultados obtenidos en el campo por la nueva composición del fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio.
- Elaboración de un programa computacional en lenguaje JAVA que permitirán evaluar los resultados de las pruebas básicas, especiales, químicas y cumplimiento de las condiciones medio ambientales.

INDICE GENERAL

OBJETIVOS.....	XI
ABREVIATURAS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XXIII

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES.....	1
1.1. Generalidades del campo de gas “Amistad”.....	1
1.1.2 Ubicación Geográfica	3
1.1.3 Aspectos Geofísicos y Geológicos del Campo.....	4
1.2 Descripción Estratigráficas de las Arenas Productoras	5
1.2.2 Formación Progreso (Mioceno Superior y Medio)	7
1.2.3 Formación Subibaja (Mioceno Medio)	7
1.2.5 Columna Estratigráfica de un pozo perforado	7
1.3 Principales características de las formaciones del campo	10

CAPITULO II

QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN.....	11
2.1 Química de Arcillas	11
2.1.1 Introducción.....	11
2.1.2 Mecanismos de formación de las arcillas.....	13
2.1.3 Minerales Arcillosos	14
2.1.4. Propiedades Físicas-Químicas	15
2.1.5 Procesos de enlaces de las partículas de arcilla	18
2.2 Mantenimiento de la Estabilidad del Pozo y de las Lutitas.....	19
2.2.1 Introducción.....	19
2.2.2 Factores que afectan la estabilidad de las lutitas	20
2.2.3 Clasificación de las Lutitas.....	21

2.2.4 Formaciones Problemas	22
-----------------------------------	----

CAPITULO III

PROPIEDADES DE UN FLUIDO INHIBITORIO Y DISEÑO	23
3.1 Introducción	23
3.2 Fluidos de perforación	23
3.2.1 Funciones del Fluido de Perforación.....	24
3.2.2 Propiedades de los fluidos de perforación	26
3.2.3 Selección y diseño del fluido de perforación.....	31
3.2.4 Clasificación de los fluidos de perforación	32
3.2.5 Aditivos requeridos para el diseño de un fluido de perforación	33
3.3.2 Glicol.....	39
3.3.3 Cloruro de Potasio	40
3.4 Diseño de un fluido inhibitorio	42
3.4.2 Fluido Base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio	42
3.4.3 Composición del fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio.....	43

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	50
4.1 Introducción	50
4.2 Pruebas Básicas.....	50
4.2.1. Densidad del fluido	50
4.2.2 Propiedades Reológicas	52
4.2.3 Perdida de Filtrado API	54
4.2.4 Capacidad de Azul de Metileno (MBT)	55
4.3 Pruebas Especiales.....	55
4.3.1 Erosión o Dispersión.....	55
4.3.2 Prueba de Capacidad de Azul de Metileno para sólidos perforados (MBT)	56
4.3.3 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST)	56
4.3.4 Prueba de Hinchamiento Lineal.....	57
4.3.5 Prueba de Difracción de Rayos X.....	57

4.4 Pruebas Químicas	57
4.4.1 Determinación de contenido del ión cloruro.....	58
4.4.2 Dureza al calcio	58
4.4.3 Alcalinidad Pf y Mf.....	58
4.4.4 Concentración iónica de hidrogeno (pH).....	58

CAPITULO V

TRATAMIENTO DE LAS MUESTRAS Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LA INHIBICION DE LOS COMPONENTES ARCILLOSO	59
5.1 Recolección de las muestras de sólidos perforados.	59
5.4 Resultados de las Pruebas Básicas.	61
5.4.1 Fluido de Perforación QDrill Intervalo III (2900’-5660’).....	61
5.4.1.1 Gráficos de los Resultados Intervalo III	62
5.5 Resultados de las Pruebas Especiales.....	62
5.5.1 Caracterización Mineralógica de los componentes arcillosos (D.R.X.).....	62
5.5.2 M.B.T de Lutitas	62
5.5.3 C.S.T.	64
5.5.4 MBT Fluidos Inhibidores.....	65
5.5.5 Dispersión y Erosión	68
5.5.6 Hinchamiento Lineal	69
5.6 Resultados de las Pruebas Químicas	69
5.6.1 Gráficos de los Resultados Fluido QDrill Intervalo III.....	69
5.7 Elaboración de un programa computacional que permitirá analizar los resultados en base de criterios de eficiencia de un lodo inhibitorio.	69
5.8 Análisis de Resultados	72
5.8.1 Pruebas Básicas.....	72
5.8.2 Pruebas Especiales	73
5.8.3 Pruebas Químicas	75
5.9 Elaboración de un Sumario del Programa del Fluido inhibitorio base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio	76
5.9.1 Etapa 17 1/2” Sistema QDrill (Intervalo: 2900 – 5459 pies).....	76
5.9.1.1 Resumen Diario de Operaciones	77

5.9.1.2 Discusión del Desempeño	85
---------------------------------------	----

CAPITULO VI

CONDICIONES MEDIO AMBIENTALES QUE DEBEN CUMPLIR LOS RESIDUOS LÍQUIDOS Y SÓLIDOS DE UN FLUIDO DE PERFORACION.....	91
--	----

6.1 Introducción	91
------------------------	----

6.2 Plan de manejo ambiental.....	92
-----------------------------------	----

6.3 Componentes que pueden causar daño al medio ambiente.....	93
---	----

6.4 Pruebas de Laboratorio del Agua Residual de Perforación	95
---	----

6.4.1 Descripción de las Pruebas de laboratorio del Agua Residual de Perforación.	96
--	----

6.4.1.1 Prueba de Jarras	96
--------------------------------	----

6.4.1.2 Potencial Hidrogeno (pH).....	97
---------------------------------------	----

6.4.1.3 Conductividad	97
-----------------------------	----

6.4.1.4 Hidrocarburos Totales.....	97
------------------------------------	----

6.4.1.5 Demanda Química de Oxígeno	97
--	----

6.4.1.6 Sólidos Totales Disueltos	97
---	----

6.4.1.7 Sólidos Totales Suspendidos	98
---	----

6.4.1.8 Sólidos Totales	98
-------------------------------	----

6.4.1.9 Bario	98
---------------------	----

6.4.1.10 Cromo Total	98
----------------------------	----

6.4.1.11 Cromo Hexavalente	99
----------------------------------	----

6.4.1.12 Plomo	99
----------------------	----

6.5 Límites ambientales para el monitoreo de aguas y descarga líquida que se realiza en todas las etapas de la obtención del Hidrocarburo	99
---	----

6.5.1 Límites permisibles de descarga de efluentes (descargas líquidas).	100
---	-----

6.5.2 Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).	100
---	-----

6.6 Métodos de Laboratorio para Análisis de Sólidos de Perforación.....	101
---	-----

6.7 Límites permisibles de lixiviación para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.....	102
--	-----

6.8 Tratamiento de los residuos líquidos y sólidos de un fluido de perforación	103
--	-----

6.8.1 Proceso de Dewatering.....	103
----------------------------------	-----

6.8.2 Tratamiento de aguas residuales.	104
---	-----

6.8.3 Tratamiento de los residuos sólidos.....	107
6.9 Resultados de las pruebas.....	108
6.9.1 Análisis de agua	108
6.9.2 Análisis de Ripios.....	109
6.10 Análisis de Resultados.....	109
6.11 Elaboración de un programa computacional que permita analizar los resultados en base a los límites permisibles.	110
CAPITULO VII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
7.1 Conclusiones	112
7.2 Recomendaciones	115
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius
C	Carbón
Ca	Calcio
EP	Empresa Pública
°F	Grados Farenhem
ft	Pies
gr/cc	Gramos por centímetro cubico
H	Hidrogeno
K	Potasio
Km	Kilometro
lb/gal	Libra por galón
MCF/Ac.ft	Mil pies cúbicos por Acre-pie
mm	Milímetro
m ² /g	Metro cuadrado por gramo
meq/100g	Mili equivalente por cien gramo
MD	Profundidad Medida
Na	Sodio
N/m ²	Newton por metro cuadrado
O	Oxigeno
Psi	Unidad de presión (Libras por Pulgadas Cuadradas)
ROP	Tasa de penetración
RPM	Revoluciones por minuto
S	Azufre
TVD	Profundidad Total Vertical
μ	Viscosidad en centipoise

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Mapa estructural Campo “Amistad”	2
Figura 1. 2 Ubicación Geográfica Campo AMISTAD	3
Figura 1. 3 Columna Estratigráfica Generalizada	6
Figura 1. 4 Columna Estratigráfica Actual de un Pozo del Campo Amistad	9
Figura 2. 1 Estado de asociación de las arcillas	18
Figura 3. 1 Inhibición del ion Potasio	42
Figura 4. 1 Equipo para determinar la densidad.....	52
Figura 4. 2 Equipo de medición de Viscosidad de Embudo	52
Figura 4. 3 Viscosímetro Rotacional.....	53
Figura 4. 4 Equipo Filtro Prensa	54
Figura 5. 1 Empaquetado de Muestras	60
Figura 5. 2 Tratamiento de Muestras.....	61
Figura 5. 3 Proceso de Secado de las Muestras.....	61
Figura 5. 4 Muestra Seleccionadas	63
Figura 5. 5 M.B.T de Lutitas	63
Figura 5. 6 Muestra y Equipos C.S.T.....	64
Figura 5. 7 C.S.T de Lutitas.....	64
Figura 5. 8 Rolado y Secado de lutitas.....	68
Figura 5. 9 Programa computacional para pruebas de lodos	69
Figura 6. 1 Interfaz del programa para analizar límites permisibles.....	110

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3. 1	Representación de la viscosidad plástica y del punto cedente.....	29
Gráfico 5. 1	Porcentaje de Inhibición (Ion K).....	67
Gráfico 5. 2	Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill).....	67
Gráfico 5. 3	Costo total de productos Programado vs Real	89
Gráfico 6. 1	Sistema de Control de Sólidos	103
Gráfico 6. 2	Sistema de Dewatering	104

INDICE DE TABLAS

Tabla I Análisis de Gas del Campo Amistad	5
Tabla II Características de pozos del Campo AMISTAD.....	10
Tabla III Granulometría de las partículas sólidas.	12
Tabla IV Superficie específica de arcillas.	15
Tabla V Capacidad de intercambio catiónico.	16
Tabla VI Materiales para incrementar la densidad.....	27
Tabla VII Composición de la Amina.....	38
Tabla VIII Propiedades de la Amina	38
Tabla IX Composición del Poliglicol.....	39
Tabla X Propiedades del Poliglicol.....	40
Tabla XI Composición del Cloruro de Potasio	41
Tabla XII Propiedades del Cloruro de Potasio	41
Tabla XIII Resultados de Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación QDrill del Campo “Amistad”	62
Tabla XIV Resultado Prueba MBT (Ion K).....	65
Tabla XV Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill).....	65
Tabla XVI Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill + Glymax).....	66
Tabla XVII Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill + Glymax + Synerfloc)	66
Tabla XVIII Formulación del Fluido QDrill KCL.....	68
Tabla XIX Costos de productos Programado vs Real	88
Tabla XX Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes.....	100
Tabla XXI Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor	101
Tabla XXII Límites permisibles de lixiviación para la disposición final de lodos y rípios de perforación en superficie.....	102

Índice de Anexos

- Anexo I** Resumen de características de arcillas.
- Anexo II** Clasificación de las Lutitas
- Anexo III** Resumen de tipos de lutitas, soluciones y requerimientos
- Anexo IV** Diseño Mecánico Programado Pozo Amistad 10
- Anexo V** Clasificación de los fluidos de perforación
- Anexo VI** Criterios de selección.
- Anexo VIII** Problemas Potenciales
- Anexo IX** Propiedades del fluido establecidas en el Programa de lodos
- Anexo X** Muestras Seleccionadas para Pruebas
- Anexo XI** Viscosidad Embudo
- Anexo XII** Viscosidad Plástica
- Anexo XIII** Punto Cedente
- Anexo XIV** Filtrado API
- Anexo XV** Densidad Vs Profundidad
- Anexo XVI** MBT de Fluidos
- Anexo XVII** Geles 10"/10'/30'
- Anexo XVIII** Resultados D.R.X (1000'-5395')
- Anexo XIX** Resultados del MBT de Lutitas
- Anexo XX** C.E.C de la Bentonita y Lutitas de la Formación Puna
- Anexo XXI** Resultados C.S.T de Lutitas
- Anexo XXII** C.S.T con Distintas Concentraciones de Inhibidor
- Anexo XXIII** Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax)
- Anexo XXIV** Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax + Synerfloc)
- Anexo XXV** Resultados de Erosión de Lutitas
- Anexo XXVI** Erosión a distintas concentraciones de inhibidor
- Anexo XXVII** Resultados de Hinchamiento Lineal de Lutitas Reactivas
- Anexo XXVIII** Potencial de Hidrogeno (pH)
- Anexo XXIX** Alcalinidad Pf y Mf
- Anexo XXX** Ion Calcio (ppm)
- Anexo XXXI** Cloruros (ppm)
- Anexo XXXII** Litología de la formación Puna Pozo Amistad 10
- Anexo XXXIII** Esquema del reporte de análisis de las muestras de agua de la descarga líquida y la inmisión
- Anexo XXXIV** Esquema del reporte de análisis de los rípios

INTRODUCCIÓN

Aproximadamente el 90 % de los problemas de inestabilidad de los pozos perforados se deben a que las arcillas constituyen el 75% de la formación atravesada.

El presente trabajo se enfoca en reducir los problemas originados por lutitas inestables e hidratables al perforar la tercera sección de 17 ½ (2900'-5660') de la formación Puna. Las consecuencias de estos problemas resultan en altos costos, la posibilidad de perder parte o la totalidad del pozo y una producción reducida.

Se realizara un análisis de la efectividad de los inhibidores tanto individual como en conjunto en el material arcilloso y los beneficios que contribuye las Aminas, Glicoles, Cloruro de Potasio y PHPA en el incremento del porcentaje de inhibición reduciendo la interacción fluido-sedimento, que nos permitirá al finalizar el estudio sugerir recomendaciones de las dosificaciones adecuadas para prevenir problemas durante la perforación de otros pozos de desarrollo en este campo.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES

1.1. Generalidades del campo de gas “Amistad”

Historia del Campo

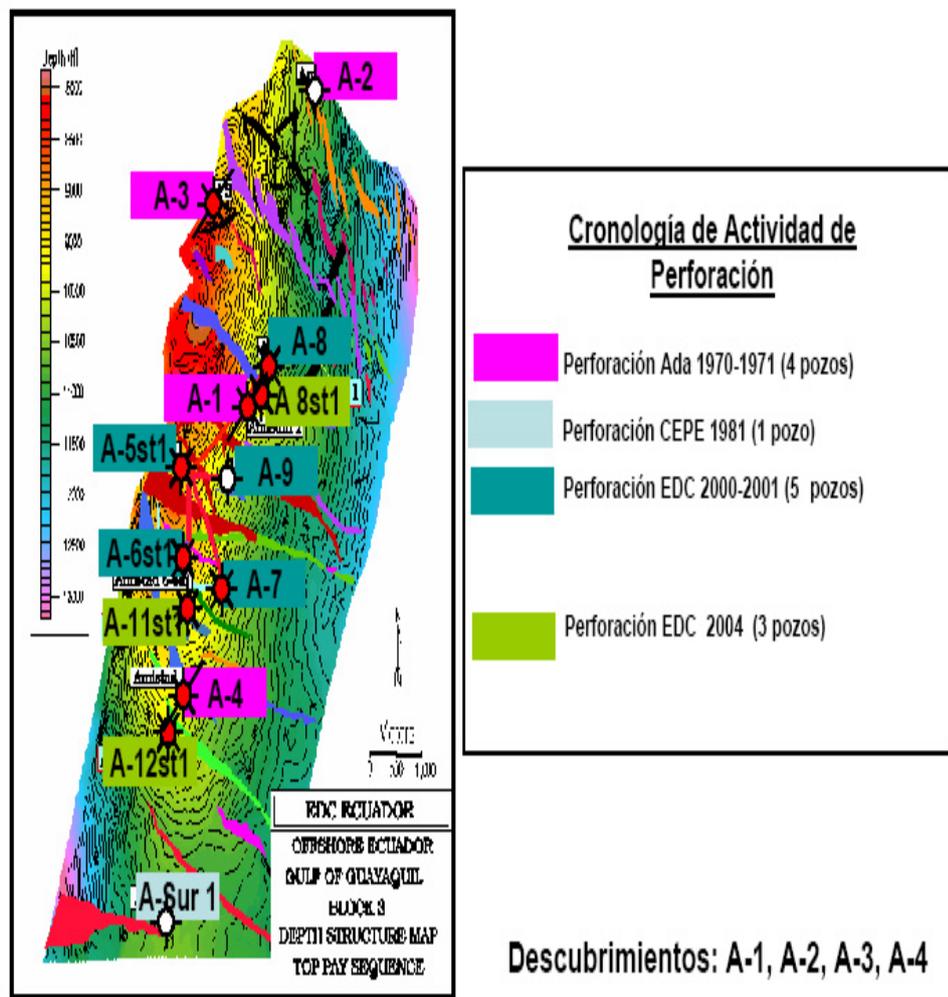
En el año 1969 la compañía ADA/Phillips Petroleum inicio la exploración en el Golfo de Guayaquil realizando sísmica 2D. Posteriormente se perforo el pozo Amistad 1 encontrando presencia de gas. Entre 1970 y 1971 se perforaron tres pozos adicionales obteniendo resultados positivos en dos de ellos. Amistad 3 y 4. (Arco, 2003)

En 1981 CEPE perforo tres pozos: Golfo de Guayaquil 1, Amistad Sur 1 y Tengel 1. Entre mayo del 2000 y noviembre 2001 EDC perforo los pozos Amistad 5, 6, 7, 8 y 9, desde una plataforma fija marina. En el 2004 mediante un “Jack up” se perforaron Amistad 8, 11 y 12. (Arco, 2003)

Actualmente la empresa estatal EP Gas desarrolla un programa de explotación del campo Amistad contemplando la perforación de pozos de desarrollo. (Arco, 2003)

En la Figura 1.1 se muestra el mapa estructural del campo Amistad.

Figura 1.1 Mapa estructural Campo “Amistad”



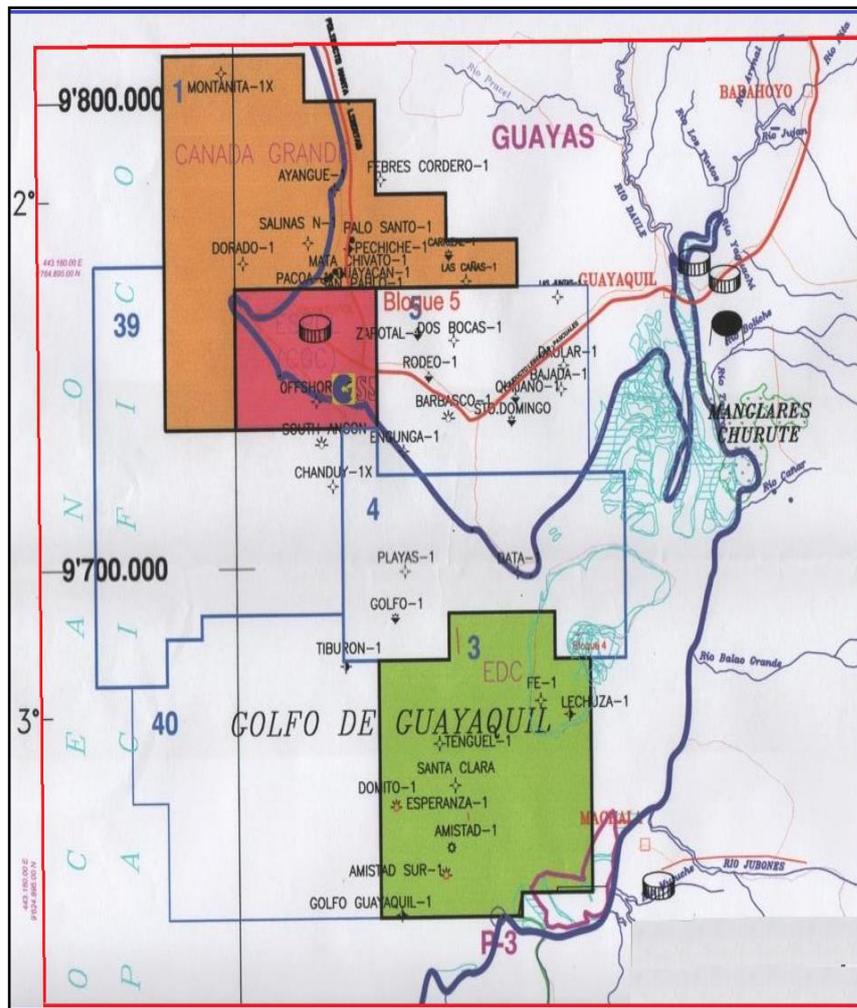
Fuente: POTENCIALIDAD DEL GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA REPÚBLICA DEL ECUADOR.

1.1.2 Ubicación Geográfica

Ubicado aproximadamente a 75 km al sur de General Villamil (Playas) y a 55 Km de Machala, con profundidades de agua entre 25 y 45 metros. (Garcia & Bravo, 2011)

La Figura 1.2 muestra la ubicación geográfica del campo Amistad.

Figura 1. 2 Ubicación Geográfica Campo AMISTAD



FUENTE: “Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de Gas del Campo Amistad”, por C. García y H. Bravo, 2011, Anexos

1.1.3 Aspectos Geofísicos y Geológicos del Campo

Formado por una cuenca sedimentaria con un espesor máximo de aproximadamente 12000 pies de sedimento de depósitos marinos continentales en el eje de la cuenca, de origen probablemente deltaico y que estratigráficamente resulta en una secuencia alternante de arenas y lutitas, con pequeños espesores de calizas de edad que va desde el Oligoceno hasta el Reciente (36 millones de años). (Garcia & Bravo, 2011)

Por efecto de la compresión tectónica de levantamiento se produjeron condiciones estructurales y estratigráficas necesarias para el entrapamiento de hidrocarburos. (Garcia & Bravo, 2011)

El campo se ha definido como un anticlinal alargado en dirección norte-sur de 11 km. de longitud por 3,7 km de ancho, aproximadamente con una falla principal al oeste de la estructura. (Garcia & Bravo, 2011)

1.1.4 Geoquímica del Campo

El principal componente del gas del campo amistad es el metano con un valor aproximado del 99 % de fracción molar, como se muestra en la Tabla I. (Garcia & Bravo, 2011)

Tabla I Análisis de Gas del Campo Amistad

Composición	Fracción Molar
H₂S	---
CO₂	0,02
N	0,27
CH₄	98,60
Etano	0,78
Propano	0,22
Iso-Butano	0,06
N-Butano	0,02
Iso-Pentano	0,02
N-Pentano	0,01
Hexano	Trazas
BTU/SCF	Promedio 1,022

FUENTE: “Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de Gas del Campo Amistad”, por C. García y H. Bravo, 2011, pag.13.

Elaborado por: José Flores/ Ronny Méndez.

1.2 Descripción Estratigráficas de las Arenas Productoras

La columna estratigráfica del campo se indica en la Figura 1.3 siendo las principales arenas productoras: Puna, Progreso y Subibaja. (Garcia & Bravo, 2011)

Figura 1.3 Columna Estratigráfica Generalizada

PERIODO	EPOCA	FORMACION	SIMBOLOGIA	AMBIENTE	
CUATERNARIO	HOLOCENO	TABLAZO		MARINO SOMERO	
	PLEISTOCENO	ZONA N23			
	PLIOCENO	PUNA		MARINO DE PLATAFORMA	
	NEOGENO	MIOCENO	PROGRESO		ESTUARINO
			SUBIBAJA		MARINO SOMERO
		OLIGOCENO	VILLINGOTA DOS BOCAS		ESTUARINO
			ZAPOTAL		MARINO SOMERO
					PLATAFORMA EXT. A TALUD CONT.
	PALEOGENO	EOCENO	PUNTA ANCON SECA		
			SOCORRO		
			CLAY PEBBLE BED		PLATAFORMA EXTERNA
PALEOCENO					
		GADUCAR		ABISAL	

FUENTE: “Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de Gas del Campo Amistad”, por C. García y H. Bravo, 2011, pag.15.

La caracterización litológica de las formaciones presentes en el campo “Amistad” es la siguiente.

1.2.1 Formación Puna (Pleistoceno Inferior-Plioceno)

Constituida inicialmente con secuencias detríticas grano decreciente. Existen horizontes de arenas finas y carbón, terminando con una potente serie arcillosa. (García & Bravo, 2011)

1.2.2 Formación Progreso (Mioceno Superior y Medio)

Integrada por areniscas de grano fino, a veces con estratificación cruzada, fosilíferas, cementadas por calcita e interestratificada con lutitas; lutitas limosas y areniscas conglomeráticas con ocasionales capas de bentonita. (Garcia & Bravo, 2011)

1.2.3 Formación Subibaja (Mioceno Medio)

Constituida inicialmente con un sistema grano y estratocreciente, con areniscas localmente microconglomeráticas y terminando en sedimentos marinos finos (arcillas y limos). (Garcia & Bravo, 2011)

Se diferencian dos miembros: El uno corresponde a la parte basal (Saiba) constituido por argilitas grises y beige, ricas en microfaunas y de la edad Mioceno Inferior a Medio; y el otro, el miembro Zacachún, constituido por arcillas verdosas y rojo marrón, con presencia de vetillas de carbón y pirita. (Garcia & Bravo, 2011)

1.2.5 Columna Estratigráfica de un pozo perforado

1.2.5.1 Amistad 14

Ubicado en el Bloque 6 (Ex bloque 3) del Campo Amistad. Es el primero de cuatro pozos de desarrollo que se están perforando en la zona.

El “Mud Logging” se efectuó entre 344 ft, MD, hasta 9277 ft, MD, realizándose la interpretación litológica a partir de 1770 ft MD. (WEATHERFORD, 2013)

1.2.5.1.1 Formación Puna

En la interpretación litológica de esta formación, desde 1770 ft, MD, se evidencia una fuerte presencia de limolita con intercalaciones de arcillolitas grises y marrón y camas delgadas de carbón; con presencia de moluscos y gasterópodos hasta 2030 ft, MD, desde donde se evidencia presencia de arenisca con intercalación pobre de limolitas, arcillolitas grises y marrón y presencia de pirita, mica y camas delgadas de carbón, con moluscos y gasterópodos hasta 4000 ft, MD. En adelante existe presencia de arcillolitas grises con intercalaciones de limolita y arenisca; con moluscos y gasterópodos hasta 5200 ft, MD. Desde aquí se nota presencia de arenisca con intercalaciones de limolita, arcillolitas grises y marrón, camas delgadas de carbón hasta 5745 ft MD. (WEATHERFORD, 2013)

1.2.5.1.2 Formación Progreso

Tope: 5745' MD / 5544' TVD

En la interpretación litológica desde 5745 ft, MD, esta formación evidencia una fuerte presencia de arenisca con intercalaciones de arcillolitas grises, limolita y conglomerado hasta 6550 ft, MD. En adelante existen intervalos de arcillolitas grises con intercalaciones de arenisca y limolita hasta 7620 ft, MD, desde donde se nota intervalos de limolita con intercalaciones de

arenisca y arcillolitas grises, con intervalos de arenisca, limolita y camas delgadas de carbón; con presencia de moluscos y gasterópodos hasta 9277 ft MD. (WEATHERFORD, 2013)

1.2.5.1.3 Formación Subibaja

Tope: 9486' MD / 9119' TVD

Esta formación evidencia fuertes intervalos de areniscas, representativos intervalos de arcillolitas grises y pobres intervalos de limolita.

En la Figura 1.4 se encuentra la columna estratigráfica de los pozos actualmente perforados. (WEATHERFORD, 2013)

Figura 1. 4 Columna Estratigráfica Actual de un Pozo del Campo Amistad

POZO: AMISTAD 14DST1 TALADRO: OCEAN SPUR PETREX						
EDAD	GRUPO	LITOLOGIA	FORMACION	PROFUNDIDAD (PIES)		
				PM	PVV	PVV(BNM)
CUATERNARIO			PUNÁ	259	259	100
NEOGENO	PLIOCENO	PROGRESO	PROGRESO	5745	5544	-5185
	MIOCENO TARDIO					
	MIOCENO MEDIO	DOS BOCAS	SUBIBAJA	9486	9119	-8760
PROFUNDIDAD TOTAL				10300	9907	-9548

FUENTE: WEATHERFORD 2013

1.3 Principales características de las formaciones del campo

En la Tabla II constan las principales características de las formaciones productoras del campo Amistad.

Tabla II Características de pozos del Campo AMISTAD

CARACTERISTICAS	AMISTAD	AMISTAD	AMISTAD
	# 1	# 3	# 4
Tope de la Arena	9355	8170	9430
Base de la Arena	10314	8615	10226
Espesor neto de la Arena (ft.)	411	247	193
Presión del Reservorio (Psi)	4614	4952	5681
Temperatura del Reservorio (°F)	161	138	161
Factor de Supercompresibilidad	0,971	0,971	1,048
Agua de Formación (%)	30	30	30
Gas Original estimado en sitio	1963	1956	1965
(MCF/Ac.ft)			
Factor de Recuperación (%)	75	75	75
Reservas de Gas Recuperable	1104	1100	1105
Estimadas (MCF/Ac.ft)			

FUENTE: “Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de Gas del Campo Amistad”, por C. García y H. Bravo, 2011, pag.38.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

CAPITULO II

QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN

2.1 Química de Arcillas

2.1.1 Introducción

El comportamiento de material grueso como arenas y gravas, se asocian con naturalezas mecánicas a diferencia del material finogranular cohesivo, limos y arcillas finas, que están relacionados con fuerzas eléctricas.

La clasificación de las partículas sólidas se fundamenta principalmente en su tamaño y en las fuerzas que actúan entre ellas, como indica la Tabla III. (MI-SWACO)

Tabla III Granulometría de las partículas sólidas.

Partículas	Tamaño	Criterio cualitativo
Arcillas	Menor a 0,002 mm	Similar a la harina común
Limos	0,002-0,06 mm	Azúcar pulverizada donde los granos no se distinguen entre si
Arenas	0,06-2 mm	Azúcar o sal de mesa; los Granos se pueden distinguir.
Gravas	2 mm-6 cm	Mayor que la cabeza de un fósforo.

FUENTE: Instituto Francés de Petróleo

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

“Arcilla” es un término tan amplio que tiene varios significados en la industria de los fluidos de perforación, entre los cuales están:

- La mineralogía la define como un silicato de aluminio hidratado, en forma de roca plástica, impermeable al agua y bajo la acción del calor se deshidrata, endureciéndose.

- La sedimentología la define como sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 micrones.
- También se las denomina como “material arcilloso” porque en cada capa unitaria los minerales predominantes son el sílice y la alúmina.

Durante la perforación las arcillas de la formación se incorporen al fluido pudiendo originar varios problemas, pero se debe conocer que ciertos minerales arcillosos se utilizan para mejorar las propiedades reológicas del fluido de perforación. En consecuencia pueden ser perjudiciales o beneficiosas en el sistema de fluido. (MI-SWACO)

2.1.2 Mecanismos de formación de las arcillas

Las arcillas están sometidas a tres mecanismos de formación:

- Por herencia.
- Por neoformación.
- Por transformación.

El material arcilloso por herencia es aquel que se relaciona directamente con la roca madre, presente en lagos y mares. Los otros dos mecanismos se originan de reacciones químicas entre varios componentes minerales.

Los minerales arcillosos presentan las siguientes características: (MI-SWACO)

- Propiedades coloidales.
- Propiedades absorbentes con respecto a cationes y al agua.

- Plasticidad.
- Comportamiento frente a calentamiento.

2.1.3 Minerales Arcillosos

En forma creciente los minerales que constituyen las Lutitas son Kaolita, Montmorillonita, Clorita e Ilita, de los cuales la montmorillonita es un material arcilloso muy hinchables. A continuación se presenta una descripción de dichos minerales. (MI-SWACO)

2.1.3.1 Kaolitas

Este mineral de característica no hinchable, en las rocas sedimentarias está presente entre el 5 a 20 % del volumen total. Se destaca por no permitir que el agua ingrese y se desplace dentro de las capas del mineral, debido a que las mismas están fuertemente ligadas por enlaces de hidrogeno. Como no existe presencia de cationes en el espacio interlaminar tiene baja capacidad de intercambio catiónico. (MI-SWACO)

2.1.3.2 Montmorillonitas o Esméctita

Se caracteriza por su capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) por efecto del agua y por tener capacidad de intercambio catiónico alta. (MI-SWACO)

2.1.3.3 Ilitas

Durante la perforación se pueden encontrar formaciones de lutitas constituidas por materiales arcillosos entre ellos montmorillonita, ilita y capas

mixtas, causando problemas de inestabilidad del pozo por efecto del agua sobre ellas causando el hinchamiento y la dispersión. (MI-SWACO)

En la Anexo I se presenta un resumen de la característica de las arcillas.

2.1.4. Propiedades Físicas-Químicas

A continuación se explica las características de las principales propiedades físico-químicas de las arcillas. (MI-SWACO)

2.1.4.1 Superficie Específica

Los minerales arcillosos se caracterizan por poseer una superficie específica (llamada área superficial) grande, que se define como la relación entre la suma de la superficie externa e interna por unidad de masa. La Tabla IV muestra los valores correspondientes. (MI-SWACO)

Tabla IV Superficie específica de arcillas.

Material	Superficie Específica (m²/g)
Kaolinita de elevada cristalinidad	hasta 15
Kaolinita de baja cristalinidad	hasta 50
Halloisita	hasta 60
Ilita	hasta 50
Montmorillonita	80-300
Sepiolita	100-240
Paligorskita	100-200

FUENTE: MI-SWACO

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

2.1.4.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

Esta propiedad se basa en la capacidad que tiene el material arcilloso, principalmente la esmética para intercambiar los iones existentes en el espacio entre laminas y en el exterior e interior de la estructura, por iones presentes en las soluciones acuosas envolventes.

A determinado pH los minerales pueden adsorber cationes de cambio, cuya suma se la conoce como capacidad de intercambio catiónico, CEC. Cuyos valores se muestran en la Tabla V para los principales minerales arcillosos.

Tabla V Capacidad de intercambio catiónico.

Arcilla	CEC (meq/100g)
Esmectita	80-200
Vermiculita	100-180
Ilita	10-50
Clorita	10-40(20)
Kaolinita	3-10
Halloisita	10-40
Montmorillonita	120-250
Sepiolita-paligorskita	20-35

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

2.1.4.3 Capacidad de Absorción.

El agua es absorbida entre las láminas del material arcilloso, como en la esmectita. La absorción y la adsorción es una secuencia de interacciones relacionadas íntimamente. La medida de capacidad de absorción está definida como el porcentaje de absorbato (líquido o gas) con respecto a la masa. (MI-SWACO)

2.1.4.4 Tixotropía.

Cuando el agua se dosifica con una porción pequeña de arcilla forma un coloide. Al incrementar la dosificación la viscosidad aumenta; si se agita fuertemente la suspensión, el fluido recobra su fluidez, recuperando la resistencia cuando disminuye la agitación. Este efecto se conoce como Tixotropía. (MI-SWACO)

2.1.4.5 Plasticidad

Al tener elevada capacidad de hinchamiento y por su estructura interlaminar las arcillas permiten el ingreso del agua que actúan sobre las láminas causando que las partículas se deslicen unas sobre otras, propiedad que se denomina plasticidad. (MI-SWACO)

2.1.4.6 Hidratación e Hinchamiento

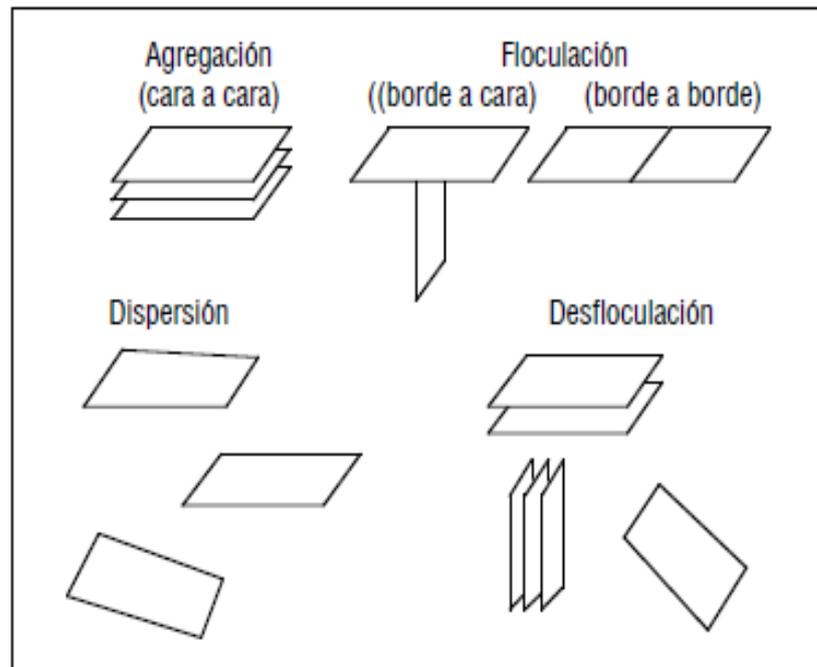
El hinchamiento en el material arcilloso se origina por la absorción de agua en el espacio interlaminar, aumentando el espacio entre capas y

contribuyendo a la completa disgregación entre laminas. Además el material arcilloso reactivo posee un efecto explosivo cuando entra en contacto con el agua. (MI-SWACO)

2.1.5 Procesos de enlaces de las partículas de arcilla

Las arcillas se pueden asociar por: agregación, dispersión, floculación o desfloculación como se indica en la Figura 2.1.

Figura 2.1 Estado de asociación de las arcillas



FUENTE: MI-SWACO

2.1.5.1 Agregación (cara a cara)

La agregación reduce la viscosidad plástica por efecto de la formación de láminas más gruesas. (MI-SWACO)

2.1.5.2 Dispersión

La dispersión obedece a factores como: contenido de electrolitos en el agua, tiempo, temperatura, cationes intercambiables y concentración de arcillas. Su efecto es el aumento de la viscosidad plástica. (MI-SWACO)

2.1.5.3 Floculación (borde a borde y borde a cara)

La asociación de las partículas forma una estructura similar a un castillo de naipes. Su efecto es el aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. (MI-SWACO)

2.1.5.4 Desfloculación

Es la separación de partículas floculadas, causando una disminución de la viscosidad y del filtrado. (MI-SWACO)

2.2 Mantenimiento de la Estabilidad del Pozo y de las Lutitas

2.2.1 Introducción

El indicativo de la inestabilidad del pozo son los derrumbes que pueden suceder por factores mecánicos (presión y esfuerzos) y químicos, originando el ensanchamiento del pozo y problemas como:

- Bajas velocidades anulares.
- Falta de limpieza del pozo.
- Mayor carga de sólidos.
- Evaluación deficiente de la formación.
- Mayores costos de cementación.

- Cementación inadecuada.

El ensanchamiento del pozo se genera cuando se atraviesan formaciones de arenas y areniscas, debido a acciones mecánicas como la erosión que es provocada por hidráulica y velocidades altas a través de los jet de la broca.

En contacto con el fluido de perforación base agua, las Lutitas dan origen a la hidratación y al posterior hinchamiento, ocasionando problemas como:

- Asentamientos de la broca.
- Diámetro de pozos reducidos.

2.2.2 Factores que afectan la estabilidad de las lutitas

La estabilidad de las Lutitas está afectada por factores como:

- Fuerzas mecánicas; entre ellas están.
 1. Erosión: conduce a tener tamaños y formas diferentes en los ripios
 2. Diferencial de presión: las lutitas cargadas originan astillas de lutitas puntiagudas.
 3. “Latigazos” de tubería: muchos tamaños diferentes provenientes de distintas formaciones.
 4. Surgencia y succión: conduce a pérdida de circulación o grandes cantidades de relleno y escombros.
- Presión de sobrecarga.
- Presión de poro.

- Fuerzas tectónicas.
- Adsorción de agua (hidratación).

2.2.2.1 Problemas que se pueden presentar

Los factores anteriormente mencionados causan los siguientes problemas:

- Ensanchamiento del pozo.
- Dificultades en la limpieza del pozo.
- Tubería atascada o pegada.
- Puentes y rellenos en los viajes.
- Volumen de fluido y costo de tratamiento excesivos.
- Requerimientos mayores de cemento y trabajos de cementación deficientes.
- Problemas en la corrida de registros eléctricos.
- Pozos apretados.
- Mayor torque y arrastre.
- Menor tasa de penetración (emboamiento de la broca).

2.2.3 Clasificación de las Lutitas

Las lutitas pueden ser clasificadas por factores como la Composición mineralógica, dureza, contenido de humedad, edad, profundidad y textura.

Una de las clasificaciones propuesta es la de “Mondshine” como se indica en el Anexo II. (MI-SWACO)

2.2.4 Formaciones Problemas

Las principales formaciones que pueden originar problemas durante la perforación del pozo son:

- Formaciones erosionables /Limpieza del pozo
- Flujo de formaciones plásticas
- Formaciones estresadas Tectónicamente
- Formaciones sobre-presionadas
- Formaciones hidratables
- Problemas en lutitas y soluciones

En los Anexos III se presenta un resumen de tipos de lutitas, soluciones y requerimientos. **(MI-SWACO)**

CAPITULO III

PROPIEDADES DE UN FLUIDO INHIBITORIO Y DISEÑO

3.1 Introducción

El fluido de perforación debe cumplir ciertas características requeridas durante las operaciones de perforación como seguridad y eficiencia de limpieza del pozo para lograr el objetivo trazado en la planificación. (Q Max SA, 2004)

3.2 Fluidos de perforación

Se define como una mezcla (dispersión) en agua o aceite con sólidos disueltos. (Q Max SA, 2004)

3.2.1 Funciones del Fluido de Perforación

3.2.1.1. Transportar ripios y liberar en superficie

Por efecto de la gravedad, los ripios perforados caerán originando problemas como fallas en las herramientas de molienda y sarta atrapada, re trituración de esos ripios a bajos ROP y daño a la formación por aumento de la presión del fluido de perforación. La velocidad en el espacio anular ayuda a vencer este efecto, cuyos valores deben estar entre 100 y 200 pie/min. La velocidad se la determina por las ecuaciones:

$$AV = \frac{24,5(GPM)}{(D_h^2 - D_p^2)} \quad \text{Ecu 3. 1}$$

O

$$AV = \frac{\text{gasto de la bomba } \left(\frac{bbls}{min}\right)}{\text{Volumen espacio anular} \left(\frac{bbls}{pie}\right)} \quad \text{Ecu 3. 2}$$

La viscosidad y la densidad mejoran la capacidad de transportar los ripios a superficie, que deben ser retirados por el equipo de control de sólidos, evitando así problemas como el deterioro de las propiedades reológicas del fluido y daños en los equipos (Bombas, líneas, tubulares y equipo de subsuelo) por el efecto abrasivo de los mismos. (MI-SWACO)

3.2.1.2 Controlar las presiones naturales en las formaciones perforadas

La presión hidrostática del lodo debe ser suficiente para prevenir un flujo imprevisto en el pozo, siendo la densidad el principal factor para el control.

La ecuación que permite determinar la presión hidrostática generada por la columna del lodo es:

$$P_h \text{ (psi)} = 0,052(\text{Profundidad Vertical, pies}) \times (\text{Densidad del lodo, } \frac{\text{lb}}{\text{gal}}) \quad \text{Ecu 3.3}$$

En ocasiones, para ciertos cálculos se requiere conocer el gradiente de presión del fluido, aplicando la ecuación 3.4.

$$\text{Gradiente del lodo, } \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}}\right) = 0,052 \times (\text{Densidad del lodo, } \frac{\text{lb}}{\text{gal}}) \quad \text{Ecu 3.4}$$

3.2.1.3 Suspender los ripios cuando se detiene la circulación

El fluido de perforación, mediante la adición de aditivos, adquiere una cualidad llamada Tixotropía que es la capacidad que tiene el lodo para formar una estructura gelatinosa que mantiene los ripios en suspensión. Cuando se aplica un esfuerzo el fluido vuelve a su estado normal. (MI-SWACO)

3.2.1.4 Soportar el peso de la sarta de perforación y de revestimiento

La sarta de perforación y la tubería de revestimiento experimentan un empuje ascendente igual al volumen del fluido que desplaza, factor que ayuda a reducir el peso de esas sargas cuando se corren en el pozo. (MI-SWACO)

3.2.1.5 Transmitir potencia hidráulico a la broca

El fluido de perforación es el medio disponible para transmitir potencia hidráulica a la broca; además las propiedades de flujo ejercen considerable influencia sobre la hidráulica. (MI-SWACO)

3.2.1.6 Evitar daños en la permeabilidad de la zona productora

Debido a la viscosidad y a los sólidos suspendidos en el fluido, en las formaciones permeables se genera una película delgada protectora y de baja permeabilidad llamada costra, que disminuye el paso del fluido del pozo hacia la arena productora, reduciendo el filtrado. (MI-SWACO)

3.2.1.7 Permitir la obtención de información de las formaciones perforadas

Los fluidos de perforación deben poseer propiedades (mantener la viscosidad y gelatinosidad) que no interfieran con el programa de registros eléctricos que se deben correr en un pozo. (MI-SWACO)

3.2.1.8 Proteger la sarta de perforación de la corrosión

El fluido debe ser no corrosivo. La corrosión aumentara conforme disminuye el pH y puede provocar problemas como:

- Roturas de la tubería por chorro erosivo.
- Fallas en la bomba de lodos.
- Fugas en las líneas de superficie.

3.2.2 Propiedades de los fluidos de perforación

Para un análisis cualitativo y cuantitativo de la conducta del fluido de perforación se realizan varias pruebas, cuyos métodos constan en las Normas API 13A-1993; 13I-1996; 13B-1997; 13B2-1998; 13I-2000.

Entre las principales tenemos:

3.2.2.1 Densidad

La densidad o peso del lodo depende de la cantidad y gravedad específica promedio de los sólidos en el sistema, su control es importante porque incide directamente en la presión hidrostática parámetro que al ser mayor que la de la formación evita el ingreso de los fluidos de las zonas perforadas al pozo. (MI-SWACO)

Los principales materiales que ayudan a densificar los fluidos se muestran en la tabla VI. El más común es la Barita debido a su alta gravedad específica. Por su densidad los fluidos de perforación se clasifican en densos o no densos a partir de 9,5 lb/gal. (MI-SWACO)

Tabla VI Materiales para incrementar la densidad

Producto	Rango Máximo *
Carbonato de calcio	12 lb/gal
Barita	21 lb/gal
Galena	32 lb/gal
Hematita	27 lb/gal
Siderita	18 lb/gal
*Rango máximo recomendado	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

El rango máximo recomendado se refiere a la máxima densidad que puede tener un fluido de perforación, porque a partir de esos valores las partículas se aglomeran formándose una pasta. (MI-SWACO)

3.2.2.2 Reología

Es el estudio de la deformación y del flujo del lodo. Da un medio para evaluar las propiedades de flujo de un fluido, determinando la efectividad con que cumple sus funciones. La reología de los fluidos de perforación permite determinar y controlar:

- Capacidad de limpieza del pozo: se refiere a la capacidad de arrastre.
- Propiedades para suspender los sólidos.
- Caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular.
- Presiones de Surgencia.
- Tratamientos del lodo

Estas propiedades se relacionan con las funciones primarias de un fluido de perforación que son:

- Remoción de los ripios del fondo del pozo, transportarlos y liberarlos en la superficie
- Mantener en suspensión los ripios cuando se detiene la circulación
- Evitar daños de permeabilidad en la zona productora
- Toma de decisiones sobre el correcto tratamiento químico para el lodo.
- Mantener los cortes de perforación intactos para proveer información acerca de las formaciones penetradas.

Las propiedades que definen el comportamiento reológico del sistema de fluido de perforación son:

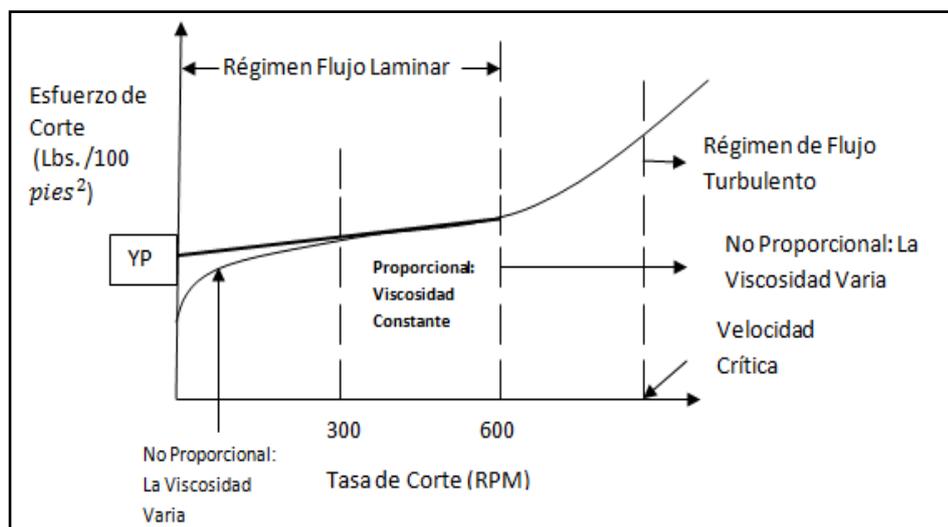
3.2.2.2.1 Viscosidad Plástica (PV)

Es un indicativo de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el lodo y de la viscosidad del fluido. Existirá un incremento de la viscosidad plástica si la concentración de sólidos aumenta y disminuye al agregarle agua. (MI-SWACO)

3.2.2.2.2 Punto de cedencia

Es la resistencia de un fluido a mantenerse en movimiento y permite valorar la capacidad de este para soportar y arrastrar a superficie los cortes generados en la perforación. (MI-SWACO)

Gráfico 3. 1 Representación de la viscosidad plástica y del punto cedente



FUENTE: QMAX ECUADOR

3.2.2.2.3 Esfuerzos de gel

Permite definir las propiedades tixotrópicas del lodo. Se clasifican como geles progresivos (fuertes) o frágiles (débiles). (MI-SWACO)

Gel progresivo: Este tipo inician con valores bajos, pero aumenta consistentemente con el tiempo. (MI-SWACO)

Gel frágil: Puede comenzar inicialmente alto pero aumentara ligeramente con el tiempo. (MI-SWACO)

3.2.2.3 Perdida de Filtrado

En el proceso de filtración los sólidos presentes en el lodo son retenidos en la cara de la formación y la fase continua ingresa a la arena. Es una propiedad que influye en la tasa de penetración del fluido, en problemas en pozos en áreas de arcillas degradables, en el daño de la formación en yacimientos sensibles y en problemas de pega diferenciales en zonas permeables. (MI-SWACO)

3.2.2.4 Contenido de sólidos

Las propiedades del lodo como densidad, viscosidad y la pérdida de filtrado, son directamente dependientes del tipo y cantidad de sólidos en suspensión. Los sólidos agregados en superficie permiten un buen mantenimiento de las propiedades del lodo para obtener los objetivos de la perforación. (MI-SWACO)

3.2.2.5 Alcalinidad

El pH indica la concentración de iones de hidrogeno, en moles por litro, que existe en una disolución y es una medida de la acidez del fluido. Se la define

como el logaritmo de la concentración de iones de hidrogeno, H^+ , como se indica en la ecuación:

$$pH = -\log[H^+] \quad \text{Ecu 3. 5}$$

La alcalinidad no es igual al pH ya que mide las concentraciones de iones hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos. (MI-SWACO)

Los fluidos de perforación se preparan utilizando productos alcalinos (básicos) en bajas concentraciones para mejorar la eficiencia de otras sustancias como:

- Soda Caustica ($NaOH$)
- Potasa Caustica (KOH)
- Soda ash (Na_2CO_3)
- Cal ($Ca(OH)_2$)

3.2.3 Selección y diseño del fluido de perforación

Para seleccionar y diseñar un fluido se debe conocer los posibles problemas que se pueden presentar en las operaciones de perforación.

Los factores que afectan la selección del fluido son: ambientales, disponibilidad de los productos requeridos y costos. (MI-SWACO)

3.2.3.1 Propiedades vs funciones del lodo

Las funciones del fluido de perforación podrían ser afectadas cuando se modifica ciertas propiedades debido a requerimientos en el proceso de

perforación. Es necesario conocer y analizar la influencia que tiene una propiedad con respecto a las distintas funciones de los fluidos de perforación. En los Anexos IV se muestra los criterios de selección. (MI-SWACO)

3.2.4 Clasificación de los fluidos de perforación

El Anexo V presenta la clasificación de los fluidos de perforación considerando que pueden ser base aceite, agua o neumática. (Q Max SA, 2004)

3.2.4.1 Lodos Base Agua

3.2.4.1.1. Composición de los fluidos de perforación base agua

Dependiendo de los requerimientos en los procesos de perforación generalmente están constituidos por las siguientes fases:

Fase líquida

Puede ser agua dulce o salada o una emulsión agua-petróleo. Permite mantener en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases, integrando entre un 60 a 90 % el volumen del sistema. (Q Max SA, 2004)

Fase coloidal o reactiva

Constituida por la arcilla. Puede ser montmorillonita en el lodo base agua dulce, y atapulguita en base lodo base agua salada. (Q Max SA, 2004)

Fase inerte

Formada por material como lo es la barita o sólidos de perforación. (Q Max SA, 2004)

Fase química

Constituida por aditivos para mantener las propiedades del fluido. (Q Max SA, 2004)

3.2.4.1.2 Lodos no inhibidos

Se componen básicamente por arcillas de formaciones nativas, bentonita comercial, adelgazantes y polímeros. Se utilizan en secciones superiores del pozo y en formaciones no reactivas. (Q Max SA, 2004)

3.2.4.1.2 Lodos inhibidos

Emplean inhibidores como Polímeros, Cationes y Glicoles reduciendo la hidratación e hinchamiento de arcillas y lutitas altamente reactivas. (Q Max SA, 2004)

3.2.4.1.2.1 Sistema de Polímeros base agua

Se caracteriza por cumplir funciones como la encapsulación de sólidos, prevenir la hidratación y dispersión de lutitas reactivas, reducir pérdida por filtrado e incrementar la viscosidad, etc. El sistema tiene polímeros (aditivos) de Origen Naturales como almidón, gomas y biopolímero, Modificados: CMC, PAC, HEC, CMHEC, Y HPG y Sintéticos: poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas. (Q Max SA, 2004)

3.2.5 Aditivos requeridos para el diseño de un fluido de perforación

Por su uso se clasifican en:

3.2.5.1 Densificadores

Sirven para controlar las presiones de la formación, sostener las paredes del pozo y facilitar la recuperación de la tubería. Se utilizan materiales inertes como Barita, Hematita, Carbonato de calcio y Óxido de hierro, con gravedad específica media o alta. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.2 Viscosificadores

Son aditivos para mejorar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Se clasifican en orgánicos e inorgánicos. (Q Max SA, 2004)

- Orgánicos
 1. Carboximetil Celulosa (CMC polímero)
 2. Celulosa Polianiónica (PAC polímero)
 3. Goma Xantica

- Inorgánico
 1. Bentonita
 2. Atapulguita

3.2.5.3 Reductores de filtrado

Reducen el filtrado formando una costra de lodo homogénea e impermeabilizante sobre las zonas permeables. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.4 Dispersantes y Adelgazantes

Se utilizan para reducir la reología del lodo modificando la relación de viscosidad y porcentaje de sólidos. El propósito principal de un adelgazador

es funcionar como un desfloculante reduciendo la atracción (floculación) de las partículas de arcilla que causan altas viscosidades y esfuerzos de gelatinosidad.

Los principales aditivos dispersantes son: Taninos, Lignito, Lignosulfonato, Polifosfato y Polímeros modificados. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.5 Aditivos de Alcalinidad

Se emplean diferentes sales para incrementar o reducir el pH del fluido. Los aditivos utilizados son: Soda Caustica, Potasa Caústica, Cal hidratada, Yeso, Soda ash o carbonato liviano de sodio, Bicarbonato de sodio y el Pirofosfato ácido de sodio (SAPP). (Q Max SA, 2004)

3.2.5.6 Material para pérdida de circulación

Su función primaria es sellar la zona problema para poder continuar la operación, sin perder fluido. Los principales materiales son: Cascarilla de arroz, Mica, Mezclas de cáscaras de coco y nueces, Aserrín, Semilla de algodón y el Cemento. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.7 Floculantes

Se usan para incrementar la viscosidad mejorando el rendimiento de la bentonita. Los más comunes son: Sal o salmuera, Cal hidratada, Cemento, Yeso, Bicarbonato de sodio, Acrilamidas y Poliacrilamidas. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.8 Inhibidores de arcillas/lutitas

Utilizan fuentes de calcio y potasio solubles así como sales inorgánicas y compuestos orgánicos, para evitar la hidratación de las arcillas. Los aditivos son: Cloruro de potasio, Nitrato de potasio, Cloruro de calcio, Cal hidratada, Asfalto, PHPA, Amina y el Glicol. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.9 Antiespumantes.

Reducen la posible acción espumante del fluido particularmente en salmueras ligeras o en fluidos saturados con sal. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.10 Emulsificadores

Crean una mezcla heterogénea (emulsión) de dos líquidos insolubles. Pueden ser aniónicos (negativamente cargados), no iónicos (neutrales), o catiónicos (positivamente cargados). (Q Max SA, 2004)

3.2.5.11 Espumantes

Son materiales químicos que actúan como surfactantes (agentes de superficie activa) para espumar en presencia de agua. Permiten que aire o el gas perforen a través de formaciones con flujos de agua. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.12 Estabilizadores de temperatura

Incrementan la estabilidad reológica y la filtración de los fluidos de perforación expuestos a altas temperaturas y pueden mejorar su comportamiento bajo esas condiciones. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.13 Liberadores de tubería

Consisten de detergentes, jabones, aceites, surfactantes y otros materiales químicos, que se colocan o bombean en el área en que se sospecha que está pegada la tubería, para reducir la fricción e incrementar la lubricidad, propiciando la liberación de la tubería pegada. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.14 Lubricantes

Reducen el coeficiente de fricción de los fluidos de perforación disminuyendo el torque y el arrastre de los ripios. Se utilizan aceites, líquidos sintéticos, grafito, surfactantes glicoles y glicerina, así como otros materiales. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.15 Bactericidas

Previenen la degradación bacterial y la de aditivos orgánicos naturales, como son: almidón y goma xantica. (Q Max SA, 2004)

3.2.5.16 Inhibidores de corrosión

Se requiere para controlar corrosión neutralizando gases ácidos peligrosos. Son productos a base de aminas o de fosfatos comunes y otros materiales químicos formulados especialmente. (Q Max SA, 2004)

3.2.6 Factores que afectan a los polímeros

Entre los principales tenemos:

3.2.6.1 Salinidad

La incorporación de sal puede ocasionar la deshidratación del polímero (altamente iónico) precipitándolo y causando la disminución de la viscosidad. (Q Max SA, 2004)

3.2.6.2 pH

Los polímeros son más eficientes trabajando en un ambiente básico por lo que se recomienda que el pH se encuentre entre 8,5 a 10,5. En un ambiente ácido el polímero tiende a degradarse. (Q Max SA, 2004)

3.3 Comportamiento de los aditivos inhibitorios en el material arcilloso

3.3.1 Amina

La composición y propiedades de la amina utilizada en el presente trabajo son las que se indica en la Tabla VII y VIII. (MI-SWACO)

Tabla VII Composición de la Amina

Nombre Químico	Concentración (%)	Formula Química
1.6 hexanodiamina	30-60	NH ₂ (CH ₂) ₆ NH ₂
Acido fórmico	10-30	CHCO(OH)

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla VIII Propiedades de la Amina

Densidad (gr/cc a 25°C)	1,07
Solubilidad (%)	60
pH	6-8
Color	Blanco
Estado Físico	Líquido

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

3.3.1.1 Reacciones de la Arcilla con Iones Amonio

La interacción entre los iones Amonio y la arcilla se dan por:

- Intercambio de Iones.
- Fijación de Iones.

3.3.2 Glicol

Es compuesto orgánico que puede ser utilizado a moderadas y altas temperaturas. Los aditivos como inhibidores de las lutitas fundamentados en base a glicol son el polipropilen glicol y el polietilen glicol, los cuales poseen una baja toxicidad. La composición y propiedades del glicol (polímero mejorado) utilizado en este trabajo se indica en las Tablas IX y X. (MI-SWACO)

Tabla IX Composición del Poliglicol

Nombre	Formula Química
Glicol de Polietileno	$OH - (CH_2 - CH_2 - O)_n - H$

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla X Propiedades del Poliglicol

Densidad (gr/cc a 25°C)	1,01
Solubilidad	Soluble en agua
pH	9,8
Estado	Líquido
Color	Amarillo
Punto de Ebullición (°F)	>568

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

3.3.2.1 Mecanismo para la inhibición de la Arcilla con el Glicol

Existen cuatro mecanismos que se indican a continuación:

- Adsorción del Glicol en el espacio interlaminar de la arcilla.
- Penetración dentro de los poros.
- Formación de puentes de Hidrógeno.
- Punto de nube.

3.3.3 Cloruro de Potasio

Permite controlar el hinchamiento de las arcillas en presencia de un medio acuoso. La composición y propiedades del Cloruro de Potasio utilizado en el trabajo se indican en las Tablas XI y XII. (MI-SWACO)

Tabla XI Composición del Cloruro de Potasio

Nombre	Formula Química	Masa Molar (gr/mol)
Cloruro de Potasio	KCl	74,55
Cloruro	Cl	35,45
Potasio	K	39,10

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla XII Propiedades del Cloruro de Potasio

Estado Físico	Sólido
Apariencia	Blanco cristalino
Densidad (gr/cc a 25 °C)	1,987
Solubilidad en agua (gr KCl/100 cc agua)	34,4
Punto de Fusión (°C)	776
Punto de Ebullición (°C)	1497

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

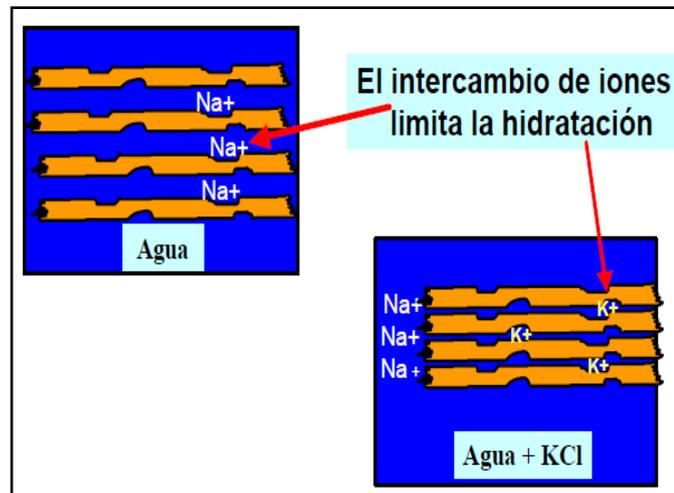
3.3.3.1 Reacciones de la Arcilla con Iones Potasio

La interacción entre los iones Potasio y la arcilla se dan por:

- Intercambio de Iones.
- Fijación de Iones.

En la figura 3.1 se muestra la inhibición del ion potasio:

Figura 3. 1 Inhibición del ion Potasio



FUENTE: MI-SWACO.

3.4 Diseño de un fluido inhibitorio

Para el diseño de un fluido inhibitorio de perforación para un pozo del Campo de Gas “Amistad” se considera los productos indicados en el Anexo VI propiedad de QMAX ECUADOR S.A. (Q Max S.A., 2013)

3.4.1 Diseño Mecánico Programado del Pozo Amistad 10

El Diseño Mecánico Programado del Pozo Amistad 10 se presenta en el Anexo VII (Q Max S.A., 2013)

3.4.2 Fluido Base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio

Los fluidos base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio es un sistema óptimo de inhibición. Su eficacia es originada por el uso en sinergia entre un Glicol inhibitor y un inhibidor iónico base Amina. Aumentando su eficiencia cuando son usados con una sal inhibidora, como lo es el Cloruro de Potasio. (Q Max S.A., 2013)

3.4.3 Composición del fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio

Los productos y las concentraciones apropiadas de los modificadores de la reología, los agentes adicionales para el control de las lutitas y los agentes para el control de la pérdida de fluido han sido determinados por las condiciones del pozo. Los problemas potenciales que pueden presentarse en el proceso de perforación de este pozo se indican en el Anexo VIII fundamentados en los problemas originados en pozos anteriormente perforados. (Q Max S.A., 2013)

3.4.3.1 Procedimiento

El conocimiento de los Problemas Potenciales que pueden presentarse en las operaciones de perforación de este pozo nos permite establecer las propiedades del fluido requeridas en el programa de lodos y el control de los problemas etapa por etapa y tratamiento, los cuales se presentan en el Anexo IX. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo I (0' - 500')

El sistema de lodo a utilizar en esta etapa será Spud Mud (con agua de mar), la limpieza se realizara con píldoras de alta viscosidad entre 50-70 (sg Marsh). La presencia de gumbo y embolamiento de la broca será anticipada o controlada por el uso del Drilling Detergent. Si se produce un evento de pérdida de circulación será tratado con el uso de productos como Walnut Médium y Kwik Seal. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo II (500' - 2900')

El fluido a utilizar será un fluido Bentónico con la finalidad de poseer un alto poder de arrastre, suspensión de los sólidos perforados, mejorando las características de la costra de lodo. Al igual en la prevención de cuerpos arenosos con tendencia a admitir fluido este problema se lo controla con el uso de Carbonatos de Calcio, Camix y Q stop fine como agentes puenteante y sellante. Si se produce un evento de pérdida de circulación será tratado con el uso de productos como Walnut Médium y Kwik Seal. La presencia de gumbo y embolamiento de la broca será anticipada o controlada por el uso del Drilling Detergent. Si se presentan problemas en la estabilidad del pozo el uso del Glicol hace que los sedimentos arcillosos se mantengan estables. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo III (2900' – 5660')

El fluido a utilizar en esta etapa será un fluido Bentónico Ligeramente Tratado y/o un fluido QDrill KCl con la finalidad de mantener inhibidas las arcillas por el mismo hecho de ser de depositación temprana no han alcanzado su consolidación deben tener una inhibición adecuada permitiendo mantener un hoyo en calibre para este objetivo debemos combinar los procesos de inhibición con el ion K^+ , Amina y Glicol. El sellado y puenteo de las arenas debe hacerse con Carbonatos de Calcio, Camix y Q stop fine. Es recomendable en esta zona por la presencia de arenas, para control del filtrado y fácil remoción de la costra de filtración el uso de almidon

(Q Stardril), se combinara con los Pac's, formando revoques delgados que minimizarían el "Spurt Loss" y la filtración a 30 minutos. Para reducir la acción de espuma en el lodo utilizamos Defoam X. Para anticipar y controlar el embolamiento de la broca utilizamos Drilling Detergent. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo IV (5660' – 8050')

En esta etapa de perforación se utilizara un fluido QDrill KCl con la finalidad de mantener inhibida las arcillas reactivas lo cual hace que se hidraten en forma rápida integrándose al sistema de fluidos causando problemas en la limpieza del anular, reología, agrandamiento del hoyo, para minimizar este efecto se agrega KCl de donde se obtiene el ion K+ mejorándolo con la adición de una amina, este, por un intercambio iónico bloquea el ingreso de agua a los sedimentos arcillosos, evitando su hidratación. La adición de Q stop fine y glicol tiende a rellenar microfracturas estabilizándolas y evitando su caída al anular. (Q Max S.A., 2013)

Es recomendable en esta zona (formaciones permeables), para control del filtrado el uso de almidones (Q Stardril), combinado con los Pac's, forman revoques delgados que minimizarían el "Spurt Loss" y la filtración a 30 minutos. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo V (8050' – 10000')

En esta etapa de perforación se utilizara un fluido no dañino (QDrill in fluido libre de sólidos) a las propiedades de la formación objetivo principal. Se mantendrá una inhibición adecuada de las arcillas/lutitas reactivas, para este

objetivo se conjugara los procesos de inhibición con el ion K+, Amina y Glicol permitiendo mantener un hoyo en calibre, es decir con diámetros uniformes, sin que se produzcan alargamientos. El sellado y puenteo de las arenas debe hacerse solo con carbonatos. Es recomendable en esta zona por la presencia de arenas, para control del filtrado y fácil remoción de la costra de filtración el uso de almidon (Q Stardril), se combinara con los Pac's, formando revoques delgados que minimizarían el "Spurt Loss" y la filtración a 30 minutos. (Q Max S.A., 2013)

Intervalo VI (10000' – 11471')

En esta etapa de perforación se utilizara el mismo sistema de lodo del último intervalo QDrill in con las condiciones programadas. El sistema se mantendrá con ion K+ y si es necesaria la adición de amina como agentes inhibidores de arcillas con tendencia a hincharse y dispersarse en presencia de agua evitando agujero estrecho

Se promueve el uso de otros productos para mejorar las operaciones de perforación:

- Al perforar secciones arcillosas jóvenes, se debe tener en cuenta la inestabilidad que se puede producir por los sedimentos arcillosos, se debe reforzar entonces el sistema con aplicaciones de asfalto (Soltex).
- El uso de PHPA - Synerfloc A25D, este polímero es de cadena larga lo que le permite encapsular los recortes perforados (arcillas

mayormente) y poder descartarlos por zarandas sin mayor deterioro (subdivisión), pudiendo mantener un fluido limpio con poco contenido de sólidos perjudiciales, esto en conjunción con una buena reología y caudal apropiado nos mantendrá un hoyo limpio y sin problemas de acumulación de sólidos (efecto Gumbo).

- El uso de aminas cuando sea necesario, por su alto grado de inhibición y capacidad de trabajo en conjunto con el K+.
- El uso de material de limpieza y pérdida de circulación cuando sea necesario en los intervalos III, V y VI donde se encuentran los objetivos primario, secundario y zona investigada.
- El uso de Bicarbonato de Sodio cuando exista contaminación del fluido de perforación por cemento y yeso.

En el proceso de las operaciones de perforación de este pozo se realizan pruebas de laboratorio que permitan la elaboración del nuevo diseño del fluido para optimizar las características inhibidoras durante la ejecución del programa de lodos. (Q Max S.A., 2013)

3.4.4 Elaboración y optimización del fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio

El procedimiento para la elaboración y optimización del fluido inhibitorio para este pozo es:

1. Caracterización mineralógica (DRX) de los componentes en los niveles perforados, enfocando el estudio en estos que requieren un

tratamiento especial como lo son las arcillas hidratables (Esméctitas, Montmorillonitas, Kaolitas), minimizando la reactividad ante una presencia acuosa, o su dispersión dentro del fluido de perforación.

2. De acuerdo a la composición mineralógica de las muestras se realizara la prueba de MBT para sólidos con el fin de obtener los niveles más reactivos con la determinación de la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).
3. De acuerdo a la composición mineralógica y el CEC de cada nivel se realizara el análisis de inhibición química (Amina-Cloruro de Potasio) de CST (Capillary Suction Time Test) para determinar el mejor inhibidor de arcillas reactivas.
4. Una vez realizado el análisis de CST se efectúa el Hinchamiento Lineal de las muestras más reactivas con el objetivo de corroborar el efecto de la combinación de cada una de las sustancias inhibidoras en la reducción del hinchamiento de las arcillas.
5. En las pruebas de dispersión y erosión igualmente se analizan los efectos erosivos del fluido utilizado durante la perforación. Permitiendo reducir este efecto con la aplicación de productos para reforzar este proceso de inhibición mediante una inhibición mecánica con el recubrimiento de los sólidos perforados con la aplicación de un glicol inhibidor.

6. La prueba de MBT del fluido nos permite evaluar el poder inhibitorio de los inhibidores químicos (Amina, Cloruro de Potasio) y mecánico (Glicol) conjuntamente.

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

4.1 Introducción

Las pruebas se han clasificado como Básicas, Especiales y Químicas. Los procedimientos seguidos para determinar cada una de las propiedades del fluido inhibitorio base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio, están regidas por las normas API RP-13B1, API RP-13B2, API RP-13A y el API RP-13I. (MI-SWACO)

4.2 Pruebas Básicas

Las principales son:

4.2.1. Densidad del fluido

En la practica el peso de un fluido de perforación se mide en la balanza de lodos convencional, cuyo brazo esta graduado para dar una medida directa

de la densidad en cuatro unidades diferentes que son: Libras por pie cubico, gramos por centímetro cubico, libras por galón y gradiente de presión (psi/1000ft). (MI-SWACO)

La medida en el campo del peso del lodo puede ser errónea, lo cual originaria problemas como: flujo del pozo, pérdidas de circulación, altos costos de lodo y por tanto de la perforación.

Las causas de tales errores se debe a:

- Descalibrada la balanza de lodos
- Lodo seco que se ha adherido a la taza o al brazo.
- Perdidas del metal de la balanza debido al su uso.
- Llenado inapropiado de la taza.
- La balanza debe de estar centrada apropiadamente.
- Descuido en la lectura o en el manejo de la balanza de lodo.
- Aire o gas atrapado dentro del lodo.
- Influjo de gas al lodo o gas de los cortes.
- Espuma.
- Aireación en el equipo de superficie.

Los errores se minimizan calibrando frecuentemente la balanza, que está representada en la figura 4.1. (MI-SWACO)

Figura 4. 1 Equipo para determinar la densidad



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

4.2.2 Propiedades Reológicas

Permiten determinar Viscosidad y Resistencia del Gel. Para el efecto se utilizan los siguientes equipos:

- Embudo “Marsh” – es un sencillo dispositivo utilizado en la práctica para medir la viscosidad cuando sea necesario.
- Viscosímetro de lectura directa o rotacional – mide viscosidad plástica, punto cedente y resistencia al gel.

En la figura 4.2 se muestra el embudo “Marsh”. (MI-SWACO)

Figura 4. 2 Equipo de medición de Viscosidad de Embudo



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

4.2.2.1.2 Viscosímetro rotacional

El viscosímetro rotacional está diseñado de manera que velocidad del rotor (RPM) se multiplica por 1.7 la tasa de corte se convertirá a S^{-1} ($RPM*1.7= S^{-1}$). Multiplicando la lectura del dial por el factor 1.067, se obtiene el valor del esfuerzo de corte en $lbs. /100ft^2$ y cuando la lectura se multiplique por 5.11, el esfuerzo del corte se expresado en $dina/cm^2$ o $0.1 N/m^2$, como se indica en la ecuación 4.1. (MI-SWACO)

$$\mu = \frac{5.11*100*lectura\ dial}{1.7*\gamma} \quad \text{Ecu 4. 1}$$

μ = viscosidad en centipoise.

Un viscosímetro rotacional estándar, mostrado en la figura 4.3, trabaja con las siguientes velocidades: 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 y 600 RPM, cubriendo un amplio rango de tasas de corte aplicables y correlacionables con las condiciones reales de perforación. (MI-SWACO)

Figura 4. 3 Viscosímetro Rotacional



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

4.2.3 Perdida de Filtrado API

El proceso de medición de la pérdida de filtrado de un fluido de perforación ha sido estandarizado por la API, pudiéndose efectuar tanto a temperatura ambiente y presión diferencial de 100 psi (filtrado API a baja presión y temperatura ambiente) o a elevadas temperaturas y altas presiones diferenciales (prueba HT-HP).

En una prueba de filtrado API se debe caracterizar y evaluar la costra de lodo, porque puede dar una temprana indicación de potenciales problemas en el pozo. En el caso de una costra gruesa de lodo, se reduce el tamaño del hueco pudiéndose originar situaciones de pega diferencial, de alto torque, de erosión, y de mala adherencia del cemento a la pared del pozo.

Para ejecutar la prueba se utiliza un filtro prensa API y los resultados se registran como ml de filtrado en un tiempo de 30 minutos. La figura 4.5 muestra el equipo. (MI-SWACO)

Figura 4. 4 Equipo Filtro Prensa



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

4.2.4 Capacidad de Azul de Metileno (MBT)

Es un indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de perforación) presentes en el fluido de perforación, dando una estimación de la capacidad total de intercambio catiónico (CEC) de los sólidos en los fluidos utilizados. Se determina en base a una prueba con azul de metileno (MBT). (MI-SWACO)

4.3 Pruebas Especiales

Se las explica a continuación:

4.3.1 Erosión o Dispersión

Es un proceso por el cual un suelo deflocula espontáneamente cuando está expuesto al agua que tiene nula o poca velocidad hidráulica. Generalmente la dispersión es causada por la repulsión electrostática entre las partículas de la arcilla, resultando en la formación de una suspensión coloidal estable del suelo. (MI-SWACO)

La dispersión de arcilla ocurre cuando la concentración de electrolitos en una solución es menor que el valor de floculación de la arcilla. En los sistemas arcilla-agua, donde predominan las fuerzas de repulsión, habrá partículas de arcilla individualizadas (dispersión). (MI-SWACO)

La prueba de dispersión permite conocer el grado de dispersabilidad de una arcilla al mezclarse con el lodo y someterse a las condiciones del pozo en función de temperatura. (MI-SWACO)

4.3.2 Prueba de Capacidad de Azul de Metileno para sólidos perforados (MBT)

Es una prueba que determina la reactividad de las arcillas de las distintas secciones de un pozo perforado expresada como el CEC (miliequivalentes / 100gr de muestra). Se determina en base a una prueba con azul de metileno (MBT). (MI-SWACO)

4.3.3 Prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST)

Es una prueba de filtración estática para lodos base agua que mide la tasa de filtración es decir tiempo para que el agua libre pase entre dos electrodos, utilizando papel filtro como medio. Se aplica principalmente para indicar la permeabilidad de la costra de filtrado, pero los datos se utilizan para estudiar cómo reaccionan las arcillas y lutitas en las tortas de filtrado y como las salmueras de varios tipos afectan las arcillas presentes en una costra de filtrado. (MI-SWACO)

El CST permite caracterizar lutitas y optimizar la concentración de electrolitos en los fluidos de perforación, minimizando su efecto sobre las formaciones de arcillas. Medir la tendencia de la arcilla a hincharse una vez es introducida al agua fresca. (MI-SWACO)

El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque y alto CST. Las floculadas dan valores de alta permeabilidad de la costra y bajo CST. Los resultados del ensayo CST indican los efectos inhibitorios de varias sales y

sus concentraciones en la dispersión de una lutita. El tiempo registrado está directamente relacionado al potencial de hinchamiento de la muestra: entre mayor el tiempo, más alto es el potencial de hinchamiento. (MI-SWACO)

4.3.4 Prueba de Hinchamiento Lineal

Determina la interacción entre los fluido base agua y las muestras de minerales que contienen arcillas reactivas bajo condiciones simuladas mientras el equipo está en movimiento. Las características observadas de hinchamiento se utilizan para anticipar y/o corregir los problemas no predecibles que se pueden encontrar mientras se perfora formaciones de lutita. (MI-SWACO)

Es una herramienta útil cuando se diseña fluidos o cuando se prueba comportamiento de lodos existentes debido a que muestra los cambios en la interacción arcilla/fluido por periodos cortos de tiempo (0-5 minutos) o periodos largos (> 350 minutos). (MI-SWACO)

4.3.5 Prueba de Difracción de Rayos X

Permite realizar la caracterización de materiales cristalinos, con el objeto de efectuar análisis cuantitativos y cualitativos de todo tipo de minerales, entre ellos las arcillas. (MI-SWACO)

4.4 Pruebas Químicas

Entre ellas tenemos:

4.4.1 Determinación de contenido del ión cloruro

El objetivo es determinar el contenido de cloruros de un fluido de perforación base agua. Es importante en áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. (MI-SWACO)

4.4.2 Dureza al calcio

Determina la concentración de iones de calcio en un fluido base agua. (MI-SWACO)

4.4.3 Alcalinidad Pf y Mf.

Cuantifica las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua. (MI-SWACO)

4.4.4 Concentración iónica de hidrogeno (pH)

La medición del pH del fluido de perforación (o filtrado) y sus ajustes son operaciones críticas para el control de la calidad del lodo. Del pH dependen las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos, al igual que el control de los procesos de corrosión causada por los ácidos y el sulfuro. (MI-SWACO)

Existen dos métodos para medir el pH de un fluido de perforación base agua dulce:

- Colorimétrico modificado, donde se utilizan cintas de papel pH,
- Electrométrico, utilizando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio.

CAPITULO V

TRATAMIENTO DE LAS MUESTRAS Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LA INHIBICION DE LOS COMPONENTES ARCILLOSO

5.1 Recolección de las muestras de sólidos perforados.

Se procedió a tomar muestras de sólidos de las zarandas del Intervalo II (500'-2900'), III (2900'-5660') donde existe una fuerte presencia de arcilla en los niveles tomados de la Formación Puna.

Estos sólidos son tratados en los equipos de control de sólidos donde el número de la malla de la zaranda vibratoria es de 175 micrones garantizando la recolección de granos de tamaños gruesos, medianos y coloides.

Para una mejor recolección de las muestras se lo realizo con un tamiz permitiendo que el exceso de fluido sea eliminado.

Una vez removido el lodo posible de las muestras se procede a colocarlas en bolsas impermeables de polipropileno, identificadas con la profundidad, la formación y los porcentajes de sedimentos (arena, arcilla, limo, conglomerado, etc). Como se muestra en la Figura 5.1

Figura 5. 1 Empaquetado de Muestras



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

5.2 Selección.

La selección de las muestra en el laboratorio para las pruebas serán aquellas que estén constituidas por arcillas y lutitas basado en los registros Master Log proporcionados por la empresa de servicios Weatherford. Como se indica en el Anexo X

5.3 Tratamiento de las muestras seleccionadas.

Las muestras deben ser sometidas a un tratamiento de lavado y secado para su posterior uso en las pruebas de inhibición. A las muestras se les realiza un tratamiento de lavado con solvente orgánico (etanol) liberando totalmente el exceso de fluido lavándolas en un juego de tamices (# 20, # 40 y # 100) con la finalidad de obtener los fragmentos de lutitas y arcillolitas.

Figura 5. 2 Tratamiento de Muestras



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Una vez removido el lodo y eliminado el exceso de líquido la muestra se esparce dentro de un recipiente de aluminio para luego colocarlo dentro del horno a una temperatura 125°C hasta que la muestra este totalmente seca.

Figura 5. 3 Proceso de Secado de las Muestras



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

5.4 Resultados de las Pruebas Básicas.

5.4.1 Fluido de Perforación QDrill Intervalo III (2900´-5660´)

Tabla XIII Resultados de Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación QDrill del Campo "Amistad"

FLUIDO FASE 17 1/2"	QDrill
Densidad (lb/gal)	10,9
Viscosidad Embudo (sg Marsh)	40
Viscosidad Plástica (Cp.)	13
Punto Cedente (lb /100ft ²)	17
MBT (lb/bbl)	12,5
Filtrado API (ml)/30 min	8,2
Gel (10sg/10min/30min) (lb/100ft ²)	06/10/14.

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

5.4.1.1 Gráficos de los Resultados Intervalo III

Del Anexo XI al XVII se presenta los gráficos de los resultados del Intervalo III.

5.5 Resultados de las Pruebas Especiales

5.5.1 Caracterización Mineralógica de los componentes arcillosos (D.R.X.)

Los resultados de la difracción de rayos X se presentan el Anexo XVIII en el intervalo de 1000' a 5395'.

5.5.2 M.B.T de Lutitas

La prueba M.B.T. de Lutitas se realizó con el fin de determinar el C.E.C (Capacidad de Intercambio Catiónico) de cada una de las muestras

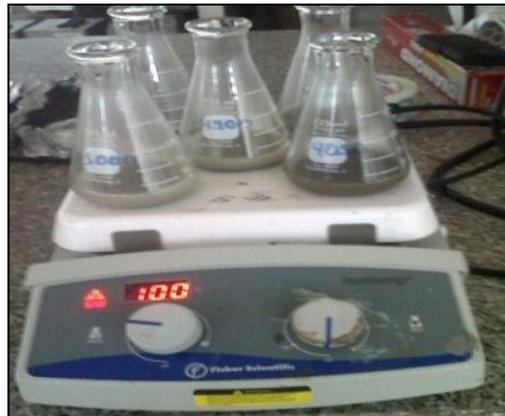
seleccionadas para identificar las muestras más reactivas. Se determinó el C.E.C de la bentonita (arcilla comercial) como valor máximo que respalde el análisis comparativo.

Figura 5. 4 Muestra Seleccionadas



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Figura 5. 5 M.B.T de Lutitas



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Cada muestra se sometió a la prueba de MBT para sólidos perforados los cuales se los muestra en el Anexo XIX y en el Anexo XX el CEC de la Bentonita y Lutitas de la Formación Puna.

5.5.3 C.S.T.

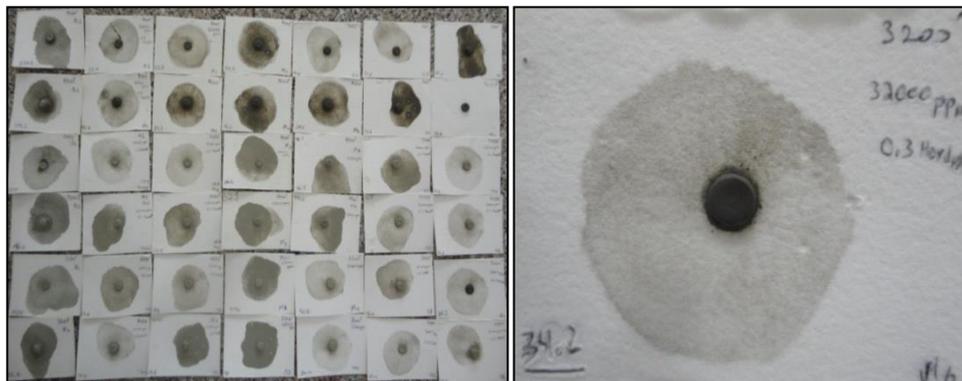
En base a la composición mineralógica y reactividad de las arcillas, se procedió a realizar el análisis de C.S.T donde se determinó el mejor inhibidor químico de arcillas reactivas y su concentración adecuada.

Figura 5. 6 Muestra y Equipos C.S.T



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Figura 5. 7 C.S.T de Lutitas



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

En los Anexos XXI y XXII se muestran los resultados de CST de las lutitas y el CST a distintas concentraciones de Inhibidor.

5.5.4 MBT Fluidos Inhibidores

La prueba MBT nos permite identificar cual es la mejor combinación de inhibidores químicos y mecánicos para obtener un porcentaje de inhibición adecuado a los requerimientos.

Tabla XIV Resultado Prueba MBT (Ion K)

CONCENTRACIONES	SIMBOLOGIA	MBT (ml)	MBC (lb/bbl)	% INHIBICION
28000 ppm K	C1	3.6	18	10
32000 ppm k	C2	2.2	11	45

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla XV Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill)

CONCENTRACIONES	SIMBOLOGIA	MBT (ml)	MBC (lb/bbl)	% INHIBICION
28000 ppm K+ 0.02 Maxdrill	C1	3.5	17.5	12.5
32000 ppm K + 0.2 Maxdrill	C2	1.2	6	70
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill	C3	0.8	4	80

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla XVI Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill + Glymax)

CONCENTRACIONES	SIMBOLOGIA	MBT (ml)	MBC (lb/bbl)	% INHIBICION
28000 ppm K+ 0.02 Maxdrill+0.75 % Glymax	C1	2.5	12.5	37.5
32000 ppm K + 0.2 Maxdrill + 0.75 % Glymax	C2	0.7	3.5	82.5
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill + 0.5 % Glymax	C3	0.7	3.5	82.5
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill+0.75% Glymax	C4	0.5	2.5	87.5
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill+1% Glymax	C5	0.4	2	90
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill+1.5% Glymax	C6	0.3	1.5	92.5

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

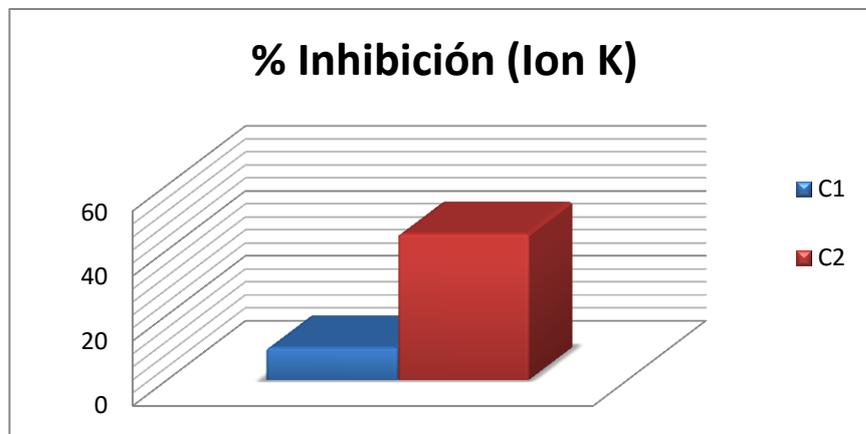
Tabla XVII Resultado Prueba MBT (Ion K + Maxdrill + Glymax + Synerfloc)

CONCENTRACIONES	SIMBOLOGIA	MBT (ml)	MBC (lb/bbl)	% INHIBICION
28000 ppm K + 0.02 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc +0.75 % Glymax	C1	1.2	6	70
32000 ppm K + 0.2 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc +0.75 % Glymax	C2	0.4	2	90
32000 ppm + 0.3 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc +0.5% Glymax	C3	0.4	2	90
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc + 0.75% Glymax	C4	0.3	1.5	92.5
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc + 1% Glymax	C5	0.25	1.25	93.75
32000 ppm K + 0.3 Maxdrill + 0.6 lb/bbl Synerfloc +1.5 % Glymax	C6	0.15	0.75	96.25

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

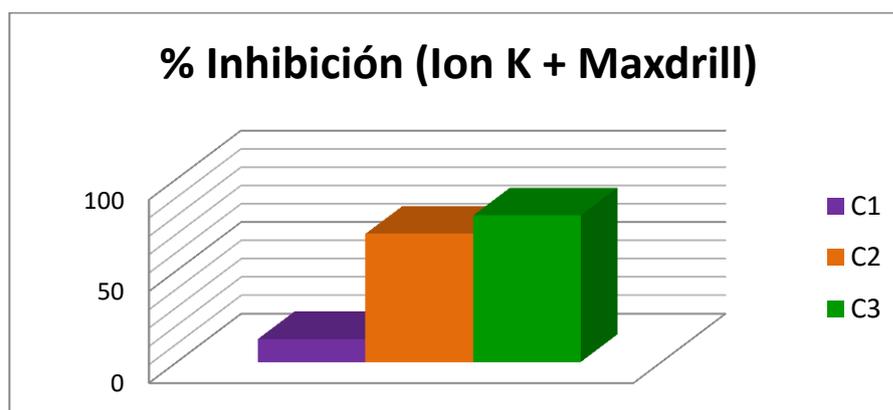
Gráfico 5. 1 Porcentaje de Inhibición (Ion K)



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Gráfico 5. 2 Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill)



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

En los Anexos XXIII y XXIV se muestra el porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax) y el porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax + Synerfloc)

5.5.5 Dispersión y Erosión

En las pruebas de dispersión y erosión permite analizar los efectos erosivos del fluido utilizado.

Figura 5. 8 Rolado y Secado de lutitas



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Tabla XVIII Formulación del Fluido QDrill KCL

PRODUCTOS	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3
BARITA	PESO 10.9	10.9	10.9
KELZAN	1.23 lb/bbl	1.23 lb/bbl	1.23 lb/bbl
STARDRILL	1.74 lb/bbl	1.74 lb/bbl	1.74 lb/bbl
QPAC HV	1.32 lb/bbl	1.32 lb/bbl	1.32 lb/bbl
QPAC LV	2.85 lb/bbl	2.85 lb/bbl	2.85 lb/bbl
QSTOP FINE	0.21 lb/bbl	0.21 lb/bbl	0.21 lb/bbl
SYNERFLOC	0.6 lb/bbl	0.6 lb/bbl	0.6 lb/bbl
KCL 3200 ppm K+	21.37 lb/bbl	21.37 lb/bbl	21.37 lb/bbl
MAXDRILL	0.3 gal/bbl	0.3 gal/bbl	0.3 gal/bbl
GLYMAX (0.5%)	x		
GLYMAX (1%)		x	
GLYMAX (1.5%)			x
pH	9.3	9.3	9.3

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

En el Anexo XXV se muestra los resultados de erosión de lutitas y en el Anexo XXVI se muestra la erosión a distintas concentraciones de las mismas

5.5.6 Hinchamiento Lineal

La prueba de Hinchamiento Lineal es ejecutada con el objetivo de corroborar las combinaciones de los inhibidores examinando la interacción entre los fluidos y las arcillas reactivas en condiciones dinámicas, los resultados se los muestra en el Anexo XXVII.

5.6 Resultados de las Pruebas Químicas

5.6.1 Gráficos de los Resultados Fluido QDrill Intervalo III

Del Anexo XXVIII al XXXI se muestra los gráficos de las distintas pruebas químicas.

5.7 Elaboración de un programa computacional que permitirá analizar los resultados en base de criterios de eficiencia de un lodo inhibitorio.

Figura 5.9 Programa computacional para pruebas de lodos



ELABORADO POR: José Flores/ Ronny Méndez.

Para facilitar la obtención de resultados, luego de las pruebas de laboratorio, que se realizan a un fluido inhibitorio de perforación, hemos diseñado un pequeño programa computacional en lenguaje “Java” el cual nos permitirá encontrar los distintos parámetros que se necesitan conocer para determinar el diseño, características y calidad que poseerá el lodo tanto al ingresar como al salir del pozo.

Entre las pruebas con las que cuenta el programa tenemos las siguientes:

Pruebas Básicas:

Densidad: nos permite conocer la cantidad de barita que vamos a requerir para que nuestro fluido tenga un peso deseado.

Reología: esta prueba calcula la viscosidad aparente, viscosidad plástica y el punto cedente a partir de los valores leídos a las distintas velocidades del viscosímetro rotacional que nos servirán para el diseño del fluido.

MBT (lodo): mediante esta prueba obtendremos una estimación de la capacidad total de intercambio catiónico de los sólidos en el fluido de perforación expresado en libras por barril conociendo la cantidad de muestra y de azul de metilo utilizados para esta prueba.

Pruebas Especiales:

Erosión: por medio de esta prueba conoceremos el porcentaje de erosión que va a tener una lutita al estar en movimiento con el fluido de perforación, simulando la temperatura a la cual se encuentre el lodo en el pozo.

MBT (sólidos): esta prueba determina la cantidad de arcillas activas presentes en el lodo de perforación conociendo la cantidad de sólidos y de azul de metilo utilizado.

Pruebas Químicas:

Ion Cloruro: nos permite cuantificar el contenido de cloruros presentes en un fluido y lo expresamos en miligramos de cloruros por cada litro de lodo.

Dureza de Calcio: calculamos la concentración de calcio presente en el lodo, expresado como miligramos por cada litro de fluido.

Adicional a esto, se adjuntó un convertidor de unidades, el mismo que nos permitirá transformar unidades de campo a las de laboratorio, tanto para los dos inhibidores como para los distintos materiales sólidos y líquidos que la empresa utiliza en el diseño de un fluido de perforación.

Inhibidores:

Maxdrill: nos permitirá pasar de unidades de campo, como son galones por barril, a mililitros de inhibidor por mililitro de fluido a preparar.

Potasio: sabremos la cantidad de potasio necesaria para preparar una cierta cantidad de cloruro de potasio, conociendo las ppm de potasio requerido en

el fluido y expresándolas en gramos de Cloruro de Potasio por cantidad deseada de fluido en mililitros.

Materiales:

Sólidos y líquidos: conociendo la cantidad de sacos o tambores totales y la cantidad de un material específico que se pueda suministrar por cada barril de fluido en un intervalo específico, podremos transformar estas unidades de campo en las de laboratorio. Generalmente, se lo expresa en gramos si el material es sólido y en mililitros si es líquido, por cada cantidad de fluido deseado en litros respectivamente.

5.8 Análisis de Resultados

5.8.1 Pruebas Básicas

- El sistema de fluidos se trabajó levemente disperso con viscosidad plástica entre 12 - 14 cp., punto cedente entre 17 - 19 lb/100ft² y viscosidad de embudo entre 40 - 45 seg Marsh esto con el objetivo de tener el sistema bien fluido, sin descuidar el acarreo que el fluido debe tener para asegurar la limpieza del pozo.
- Al sistema se lo dosifico con Stardril (Almidon) y PAC (Poli celulosas) permitiendo mantener el filtrado en el rango programado.
- La densidad de 2900 a 4521 está dentro del rango establecido posterior a esta profundidad aumenta la densidad a 10.9 ppb por presencia de CO_2 .

- El MBT se encuentra por debajo del valor máximo programado establecido.
- Los valores de geles se encuentra dentro del rango programado reflejando la presencia de geles frágiles.

5.8.2 Pruebas Especiales

- La variación en porcentaje de este sedimento varía conforme la profundidad, a menor profundidad predomina las Esmectitas cambiando a Illita y manteniéndose los valores constantes de Caolita con la profundización.
- La formación Puna presenta la aparición de Illitas y Caolitas, arcillas con tendencia a hidratarse y también a dispersarse, sensibles a pH altos.
- Se observa que la formación Puna presenta arcillas, ya sea interestratificadas o en composición de la matriz de las areniscas, además de arenas muy finas que constituyen parte de la matriz.
- De acuerdo a los resultados de D.R.X y los valores reportados en el C.E.C de las arcillas de la formación Puna son medianamente reactivas. Recordando que la C.E.C de la Illita es de aproximadamente 10 a 50 meq/100 g y la CEC de la caolinita es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla con esto se puede relacionar los valores obtenidos en las pruebas.

- El análisis previo de los niveles del intervalo II (500'-2900') nos permitió verificar el poder inhibitorio del ion K, observando que a 36000 ppm de ion K se obtiene una buena inhibición.
- Posteriormente en el intervalo III (2900' - 5660') donde se encuentra el objetivo secundario se realizó pruebas de C.S.T que nos ayudó a tener una idea muy aproximada del tipo y cantidad de agente inhibitor a utilizar. Se han hecho diversas pruebas con varios productos apropiados y a diferentes concentraciones utilizando el ion K⁺ y una amina Max Drill, con resultados positivos, ambos cumplen con su función inhibitoria. Llegando a un rango de dosificación: 28,000 a 32,000 ppm para el ion Potasio para la formación perforada. Se determinó que la amina (Max Drill) trabaja bien en concentraciones de 0.2 a 0.3 gl/bbl en la misma formación a perforar.
- Esta inhibición (química, por reemplazo iónico) es reforzada por la adición de inhibidores mecánicos que actúan por recubrimiento, caso del PHPA y el Glicol ejecutando pruebas de M.B.T de fluido con diferentes concentraciones del Glicol (Glymax) y PHPA (Synerfloc) con resultados positivos ambos cumplen su función Inhibidora. Llegando a un rango de dosificación entre 0.5 a 1.5% de Glymax. Determinando que el PHPA trabaja bien a una concentración de 0.6 lb/bbl generando altos porcentajes de inhibición.

- La prueba de Dispersión y Erosión permitió observar que la inhibición mecánica ayuda a que los recortes perforados no sufran un desgaste grande durante la perforación y remoción de los recortes a superficie, minimizando el contenido de sólidos dañinos en el fluido evaluando el Glymax en dosificaciones entre 0.5 a 1.5% con una dosificación fija de 0.6 lb/bbl de Synerfloc observando que a una concentración de 1.5% Glymax se obtuvieron resultados menores al 5% de erosión indicando que no existe incorporación de sólidos perforados en el fluido de perforación.
- Las pruebas de hinchamiento lineal realizadas en los sedimentos de la columna estratigráfica han dado un resultado congruente con las pruebas de Dispersión y Erosión. Ambas pruebas marcan lo mismo en cuanto a concentraciones de inhibidor, una con un tiempo de prueba de 16 hrs y la otra con un tiempo de prueba mayor a las 16 hrs. de exposición.

5.8.3 Pruebas Químicas

- El pH entre 2900-4400 Pies se encuentra fuera del rango programado generado por la incorporación de cemento posterior a esta profundidad se encuentra dentro del rango.
- La Alcalinidad Pf y Mf nos indica que no existen contaminación de iones Hidroxilos, Carbonatos y Bicarbonatos en el lodo. Se puede observar que la presencia de ellos en el fluido se debe a la

incorporación de Lignosulfonatos (Desco CF), Stardril y otros aditivos añadidos al sistema.

- La presencia del Ion Ca en el fluido de perforación se debe a la dureza del agua y a la incorporación de iones intercambiadores de las arcillas.
- La presencia de iones cloruros en el sistema se debe a la adición de KCl como inhibidor químico de arcillas y a los aditivos añadidos como Maxdrill, Stardril y Pac.

5.9 Elaboración de un Sumario del Programa del Fluido inhibitorio base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio

5.9.1 Etapa 17 1/2” Sistema QDrill (Intervalo: 2900 – 5459 pies)

- Se cambió el fluido de un Bentónico a un Q Drill.
- Inhibición Química con KCl y Max Drill, inhibición mecánica con PHPA y Glymax.
- K+ 28,000 – 29,000 ppm, Glymax 0.75%, PHPA 0.5 ppb, Max Drill 0.02 gal/bbl.
- Sellamiento con CO_3Ca con adiciones horarias de Carbonatos (3 sxs/hora).
- Limpieza con píldoras viscosas y dispersas.

5.9.1.1 Resumen Diario de Operaciones

- Armó BHA Direccional con broca PDC de 17 1/2", tipo SDi519MHP, IADC S223 N/S JX4913, JETS 9X11, 3X12/32, TFA: 1,16in², motor 11-1/4" relación 7:8 - 5 /7 0.2 rev/gal, herramienta MWD Y LWD, probó OK. Bajó armando paradas, rompiendo geles y llenando, topó cemento a 2600 ft, 265 ft por arriba del zapato de 20". Realizó cambio de lodo. Bombeó 65 bbl de píldora viscosa de 120 SEG/SQ, como espaciador, bombeó lodo nuevo tipo QDRILL de 10 lpg para desplazar lodo viejo en casing de 20". Usando circuito corto, con 400-330 GPM, 394 PSI.

NOTA: El lodo viejo (1100 bbl) se transfirió al souther dancer circuló y homogenizó todo el sistema en 10 lpg.

Fluidos: Se reportó por ser inicio de etapa de 17 1/2" el consumo de materiales correspondiente a 1550 bbls de lodo QDRILL de 10 lpg generados más los consumos.

- Rebajó cemento de 2600' hasta 2850'. Circuló limpiando pozo con 600 GPM, 1000 PSI Con unidad de alta presión efectuó prueba de integridad de casing con 1000 PSI OK, durante la prueba se observó que el registro electrónico contador de gasto y presión de la unidad de alta no coincidió con el volumen físico que se utilizó durante el bombeo de la prueba de casing, de igual forma se observó que la bomba no succionó el fluido de control con gasto de 0.25 Y 0.50

BBL/MIN, por lo que la prueba se llevó a cabo cuantificando el volumen físico en las cajas, continuó rebajando cemento hasta 2900 ft . A 2920' con unidad de alta efecto LOT, con variaciones en los registros corroborando datos físicamente. Perforó con broca de PDC 17 1/2" y sarta direccional a 3,097 ft, se observó constantes derrames de lodo en trampas de arena por estar taponada línea de descarga hacia tanques activos, teniendo que apagar constantemente centrifuga de desarenador para evitar derrame de lodo. ULTIMO SURVEY A 3015', INCL: 6,70, AZIMUTH: 12,76°, VS: 119,62, DLS: 0,46

Fluidos: Se generaron 640 bbls de lodo QDRILL para ser usados durante las operaciones de perforación con broca de 17 1/2". Se mantuvo lon potasio sobre los 28000 ppm y se tiene un 0,5 por ciento de Glymax en el sistema. Realizó tratamiento al sistema de fluidos para mantener sus propiedades en rango durante la rebajada de cemento agregando bicarbonato de sodio, Pac LV y Stardrill para mantener filtrado. Bombeó píldoras de limpieza cada 100 pies perforados.

- Desarmó BHA, retiró broca PDC de 17 1/2", Conectó top drive y realizó pruebas en superficie de las herramientas sin broca con resultados positivos 700 gpm, 450 PSI. Conectó broca de 17 1/2" y bajó sarta hasta 2865' zapato rompiendo circulación cada 1000'.

Deslizó y cortó 100' de cable de perforación. Realizó rig service. Bajó sarta hasta 3097', ultimas paradas con circulación. Perforó deslizando desde 3097' hasta 3115' (deslizó 18' para corregir dirección, tendencia a girar a la izquierda). Parámetros: WOB 4-8 Klb, 833 gpm, 1803 PSI. Litología 60% arena, 40% arcilla. Bombeó píldora viscosa, perforó rotando desde 3115' hasta 3154', con 850 gpm, 1800 PSI.

Fluidos: Fluido mantiene sus propiedades físico-químicas en rango con Kelzan, PAC LV. Usó barita para densificar tanques de reserva y sistema activo. Adicionó Synerfloc en concentración de 0,6 lpb. Adicionó KCl en los tanques de reserva para ajustar concentración de ion K+.

- Perforó con broca PDC 17 1/2" y sarta de navegación, rotando y deslizando a 3796 ft, prom 39 FT/HR, con 900 GPM, presión de 2200 PSI, fluido de control 10.5 PPG X 42 SEG, V.A. 78,4 PIES/MIN, D.E.C. 10.6 PPG, ULTIMA LITOLOGIA PROF. 3800' 80% ARCILLA, 10% ARENA, 10% LIMOLITA, ultimo survey prof 3679 ft, VERTICAL, 3669.9', INCL. 6.53°, RUMBO, 14°, DESPLAZ. 197.27', SEVERIDAD 0.15° circulando durante las repasadas + bombeando píldoras viscosas cada conexión.

Fluidos: Se mantuvieron propiedades del fluido de perforación en rango. Se generaron 340 bbls de lodo QDRILL de 10,2 lpg para ser usado a medida que avanza la perforación con broca de 17 1/2". Se

bombearon píldoras de limpieza cada 100 pies perforados viscosas o con Súper Sweep. Mantuvo ion potasio sobre 28000 ppm, el porcentaje de Glymax se ajustó a 0,6%, se agregó Maxdrill y Synerfloc, todos estos productos para inhibir y estabilizar las arcillas de formación las cuales estuvieron presentes en la litología hasta con un 70%. Se agregó periódicamente al sistema activo material sellante: carbonato de calcio, Camix y Qstop Fine, para sellar las zonas permeables del agujero. Se cambiaron 2 mallas 80 mesh por 2 mallas 60 mesh en los scalper.

- Perforó rotando y deslizando hasta 4418 ft, ultima Litología @ 4418 ft 60% ARCILLA, 20% ARENA ,20% LIMOLITA, circula durante las repasadas bombeando píldoras viscosas en cada conexión. Circuló dos fondos arriba hasta obtener zarandas limpias con 900 GPM para realizar viaje corto.

NOTA: Se incrementó densidad del fluido de control de 10.6 a 10.7 ppg por aumento en unidades de gas de hasta 26600 ppm.

Fluidos: Mantuvo sistema de fluidos QDRILL en condiciones y propiedades en rango. Concentración de ion potasio sobre los 28000 ppm, Glymax (Glicol) 0,75 %, Synerfloc y Maxdrill para inhibir y estabilizar la arcillas de formación. Agregó al sistema periódicamente carbonato de calcio para sellar zonas permeables. Se bombearon píldoras de limpieza viscosas o con Súper Sweep cada 100 pies

perforados.

- Sacó sarta direccional desde 3861' hasta el zapato de 20", bajo sarta direccional desde el zapato hasta el fondo, últimas 4 paradas bajó con bomba y rotaria con 900 GPM, 70RPM, 2400-2500psi por precaución, se presentó 1 solo punto de apoyo a 3700' bajo con bomba y rotación 750GPM, 70RPM repaso para verificar libre paso, el resto de viaje fue sin problemas, circuló reciprocando, continuó perforando rotando y deslizando desde 4418' hasta 4710' con 27.6 pph promedio, con 900GPM, 2500-2700psi, 80RPM, 5-12klbs, ultima litología 20% arcillolitas, 50% arenisca, 30% limolita. Pozo presento gasificación hasta 260000ppm @ 4521ft por lo que densifica fluido hasta 10.9 lpg.

Fluidos: Mantuvo propiedades del sistema de fluidos. Se realizó tratamiento para mantener ion potasio sobre los 28000 ppm. Se agregó carbonato de calcio para sellar zonas permeables. Se bombearon píldoras de limpieza viscosas con Súper Sweep cada 100 pies perforados.

- Continuó perforando rotando y deslizando desde 4710' hasta 5080' con 900 gpm, 2800 PSI, 40-60 rpm, 5-20 KLBS WOB. ROP bajó con problemas para deslizar por cambios litológicos Ultima litología: @ 5020' 30% Limolita, 60% Arenisca, 10% Arcilla. Bombeó píldora viscosa con Súper Sweep de 10,9 lpg, con 120 seg/qto

Fluidos: Mantuvo propiedades fisicoquímicas del fluido. Mantuvo ion

potasio sobre 28000 ppm para la inhibición y agregó Glymax para estabilizar las arcillas de formación agregó carbonato de calcio para sellamiento de zonas permeables.

- Continuó circulando pozo con 900 gpm, 2900 PSI hasta zarandas limpias. Sacó sarta direccional desde 5080' hasta 4000' y regresó a fondo sin problemas lavando últimas paradas. Perforó deslizando y rotando desde 5080' hasta 5180' con 810 gpm, 2350 PSI, 40 rpm. Suspendió perforación para cambio de válvula y asiento en bomba del taladro. Continuó perforando desde 5180' hasta 5255', se suspendió por segunda oportunidad la perforación por daño en las bombas del taladro. Perforó desde 5255' hasta 5300' deslizando y rotando con 900 gpm, 2900 PSI, 40rpm.

Fluidos: Se bombearon píldoras de limpieza cada 2 paradas perforadas. Se mantuvo propiedades físico-químicas del fluido. Mantuvo concentración de ion potasio sobre las 28000 ppm y se agrega Glymax, este tratamiento es para inhibir y estabilizar las arcillas de formación. Se siguió con el sellamiento de las zonas permeables durante toda la perforación.

- Continuó perforando rotando y deslizando hasta 5360 ft, repasa parada con backreaming para registrar nuevamente con herramienta GR-MFR, bombeo píldora con Súper Sweep continuó rotando hasta 5430 ft, sacó tubería hasta 4900 ft, regresó nuevamente al fondo,

levantó última parada por seguridad (viaje sin problemas), continuó perforando 5459 ft con 810 GPM, 29 pph promedio, 2300-2350 PSI. Ultimo survey @ 5350 ft MD INC 18,09°, AZM 17,77°, DLS 0,41. Ultima litología @ 5410 ft 50% LIMOLITA, 30% ARENISCA, 20% ARCILLOLITA. Bombeó píldora de Súper Sweep, circuló zarandas limpias, espoteó 200 bbls de píldora viscosa con lubricante en hoyo abierto para cubrir zona de interés. Saco BHA hasta superficie. Bombeó 40 bbl de píldora pesada en casing de 20". Hoyo en buenas condiciones.

- **Fluidos:** Se bombearon píldoras de limpieza con Súper Sweep a una concentración de 0,5 lpb. Se mantuvieron propiedades físico-químicas del fluido como concentración de ion potasio sobre las 28000 ppm y Glymax a 0,75 % en el sistema de fluidos, @ 5459 ft bombeó y desplazó 200 bbls de lodo QDRILL de 10,9 lpg, 2 % de lubricante y 5 lpb de carbonato de calcio como sellante de las zonas permeables cubriendo 673 ft desde el fondo.
- Tomo registros eléctricos a hoyo abierto principal y repetido desde 5451 ft hasta zapato de 20" (2865 ft) con sonda RT-SCANNER-GPIT-PEX. Armo y bajo segunda corrida con FMI-PPC-SS-GR y perfila desde 5451 ft hasta zapato de 20". Desvistió Equipo de Registros, quebró Motor y MWD direccional, acondicionó piso para corrida de casing de 13 3/8", realizó charla de seguridad/operacional y comenzó

a bajar revestidor a 400 ft.

Fluidos: No realizó tratamiento al fluido Se mantuvieron propiedades físico-químicas.

1. Bajó revestidor de 13 3/8" P110 68 lb/ft MLC hasta 5422 ft en hoyo abierto, llenando tubo a tubo con sistema OVERDRIVE-WEATHERFORD. Llenó completamente la tubería y circuló a diferentes caudales, 350 GPM-100 PSI, 450 GPM.150 PSI, 600 GPM-170 PSI, toma pesos de la sarta 200 KLB subiendo y bajando. CIA Halliburton realizó prueba de presión con 3000 PSI por 5 min, OK. Cementó revestidor de 13 3/8" como se detalla a continuación: 60 bbl de Tuned Spacer III, 12 lpg @ 5 bpm, 150 bbl cemento Capcem G 13,5 lpg @ 3 bpm, 270 bbl de cemento Econocem G 13,5 lpg @ 3 bpm, 127 bbl de cemento Halcem G 15,8 lpg @ 3 bpm, liberó tapón, bombeó 10 bbl de agua y efectuó desplazamiento con bombas del taladro un total de 7552 stk, presión final 900 PSI, presuriza hasta 1400 PSI espera 5 min y desfoga 3 bbl de Backflow.

Fluidos: Se mantienen propiedades físico-químicas del fluido. A solicitud de Petroamazonas se le proporcionan 116 sacos de barita a la CIA Halliburton para la preparación de píldora espaciadora de 11,5 lpg para ser usada en las operaciones de cementación del casing de 13 3/8". Durante la bajada del casing de 13 3/8" se registra una disminución de 96 bbl de lodo hasta la profundidad de 5100 ft a partir

de allí hasta 5432 ft no registra pérdida de fluido. Durante la cementación y desplazamiento del cemento los niveles se mantuvieron estables.

5.9.1.2 Discusión del Desempeño

En esta etapa se trabajó con el sistema QDRILL el cual está diseñado con 4 tipos de inhibidores los cuales son ion potasio, Glymax, Synerfloc y Maxdrill. Se inició la etapa con una densidad de 10 lpg aunque la programada era 9,8 lpg, durante la perforación se fue ajustando dicha densidad a medida que el pozo iba manifestando síntomas que nos indicaban aumentarla hasta terminar la perforación a 5459 pies con densidad de 10,9 lpg. La inhibición del sistema formo parte muy importante para mantener la estabilidad del agujero para eso se mantuvo la concentración de ion potasio entre 28000 y 29000 ppm, la concentración de Glymax (estabilizador de arcillas) se manejó en 0.75 %, Maxdrill 0,02 gal/bbl y Synerfloc solo se usó al inicio de la perforación en una concentración de 0,5 lpb al acercarnos a 3700 pies se dejó de usar dicho producto porque ya estaríamos acercándonos a el primer intervalo de interés. El sistema de fluidos se trabajó levemente disperso con viscosidad plástica entre 12 - 14 cp., punto cedente entre 17 - 19 lb/100ft² y viscosidad de embudo entre 40 - 45 seg/qt esto con el objeto de tener el sistema bien fluido, sin descuidar el acarreo que el fluido debe tener para asegurar la limpieza del agujero, aunque se cumplió con el programa de bombeó de píldoras de limpieza cada 100 pies perforados, inicialmente se

bombearon 50 bbls de píldora viscosa cada 100 pies y luego a partir de 4000 pies se bombearon píldoras de limpieza con Súper Sweep con una concentración de 0,5 lpb. La concentración de gas tuvo su valor más alto a 4418 pies con 26000 ppm, la densidad del fluido estaba en ese momento en 10,6 lpb cortándola a 10,2 lpg después de este evento se decide subir la densidad a 10,7 lpg, posteriormente a 4521 pies vuelve a manifestarse 26000 ppm de gas y se aumenta la densidad a 10.9 lpg obteniendo como máximo 25000 ppm de gas en el resto de la perforación, cabe destacar que la concentración de CO₂ estuvo en todo momento en valores de 400 a 600 ppm sin causar problemas graves al fluido. Parte importante del trabajo que se hizo con el fluido de perforación fue el sellamiento de las zonas permeables y la estabilización del agujero con material sellante como carbonato de calcio de distinta granulometría y Qstop Fine, este último se agregó solo hasta 3700 pies debido a que ya estábamos próximos a llegar a la primera zona de interés entre 4100 a 4200 pies. El sellamiento se hizo de dos formas:

- 1.- Mediante píldoras de limpieza las cuales se agregó 5 lpb de los materiales antes mencionados
- 2.- Dosificando 3 sacos de cada uno de los materiales sellantes cada hora.

Este procedimiento sumado a la inhibición y estabilización de las arcillas de formación permitieron construir y mantener un agujero estable lo cual se demostró al realizar los viajes de calibración durante la perforación. Una vez

que se llegó a la profundidad final de la etapa a 5459 pies, corrió registros eléctricos y sin hacer viaje con tubería de reconocimiento después de estar más de 24 horas el agujero expuesto estáticamente decide bajar el casing de 13 3/8" hasta 5422 pies por ajustes para colgar el MUD LINE sin problemas, se realizó la cementación del mismo según programa. EL ángulo del agujero quedo al término de esta etapa en 18,09 ° con una TVD de 5411,8

5.9.1.3 Litología de la formación Puna

En el Anexo XXXII se muestra la litología de la formación Puna del pozo Amistad 10.

5.9.1.4 Comparación de costos en los productos de la sección 17 ½"

Programada vs Real

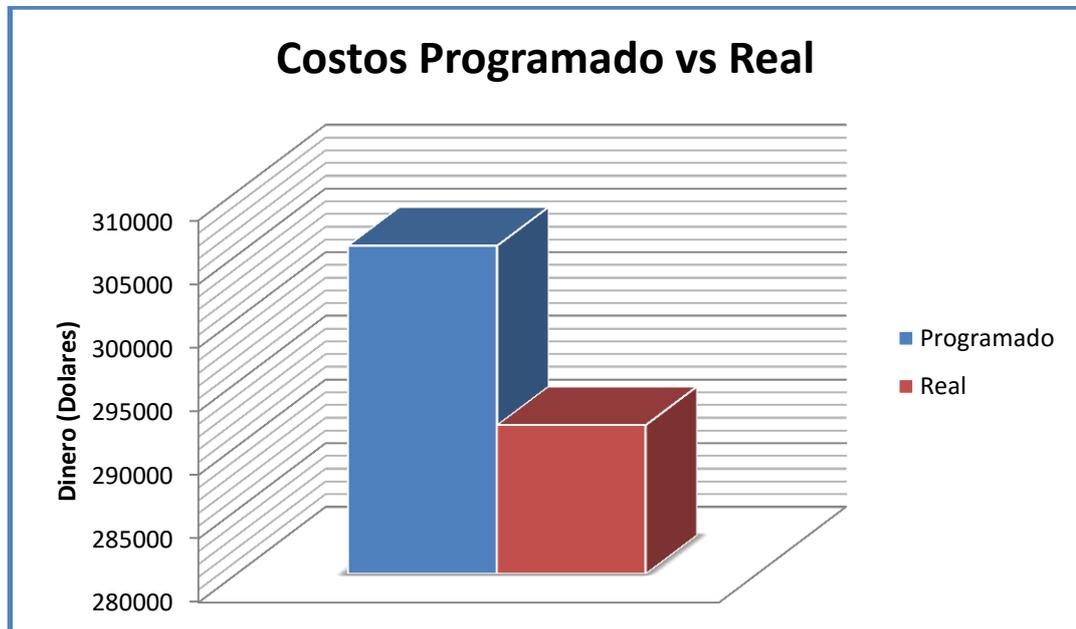
En la tabla XIX se detalla los costos programados y consumo real de materiales químicos:

Tabla XIX Costos de productos Programado vs Real

Productos	Costo unit. \$	Programado		Real	
		Cantidad	Costo \$	Cantidad	Costo \$
Lipcide G2	193,65	29	5615,85	10	1936,5
Barita	21,38	3567	76262,46	4406	94200,28
Bicarbonato de sodio	39,66	26	1031,16	11	436,26
Carbonato de calcio	21,19	286	6060,34	85	1801,15
Camix	25,74	286	7361,64	10	257,4
Kelzan XCD	382,44	52	19886,88	72	27535,68
Defoam X	203,62	0	0	44	8959,28
Qstop Fine	64,99	229	14882,71	16	1039,84
Desco	82,4	86	7086,4	3	247,2
Soda Caustica	47,47	52	2468,44	28	1329,16
Wallnut	44,9	115	5163,5		0
Glymax	1600,48	39	62418,72	21	33610,08
Pac LV	165,72	58	9611,76	124	20549,28
Stardrill	181,88	115	20916,2	100	18188
Pac HV	165,62	29	4802,98	69	11427,78
MAXDRILL	1890,23	6	11341,38	3	5670,69
Cloruro de potasio	67,01	649	43489,49	930	62319,3
Super Sweep	156,4	0	0	3	469,2
Synerflock	188,81	39	7363,59	9	1699,29
		Total \$	305763,5	Total \$	291676,4

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Gráfico 5. 3 Costo total de productos Programado vs Real

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Los costos de productos químicos para esta etapa fueron menores a lo programado, solo se utilizaron dos productos que no estaban incluidos en la propuesta económica como:

1.- Super Sweep el cual se usó para la preparación de píldoras de limpieza valiéndonos de su estructura y función de formar una red dentro del agujero sacando los recortes a superficie, cabe destacar que este producto se pierde en su totalidad por las zarandas no alterando las propiedades físico-químicas del lodo y así sustituir las píldoras viscosas en el momento más conveniente para mantener las reologías del sistema en rango, aunque en la propuesta técnica si estaba contemplado el Super Sweep para la limpieza del agujero.

2.- Defoam X el cual sirvió para eliminar el contenido de espuma superficial en el fluido de perforación y así evitar una posible cavitación en las bombas de lodo y cualquier falla en la lectura de las herramientas direccionales.

Respecto a los productos que superaron el consumo con relación a lo propuesto se debe principalmente al incremento en la densidad del fluido de 10,8 a 10,9 lpg a consecuencia del aumento en las Unidades de gas provenientes de la formación, para ello se utilizó un exceso de 839 sacos de barita para un total de 4406 sacos, para lograr mantener en suspensión e integrar a la solución la barita se utilizó un exceso de KELZAN de 20 sacos para incrementar el Punto Cedente y parámetros reológicos acorde a la densidad, igualmente se usó PAC LV (exceso 66 sacos) y PAC HV (exceso 40 sacos) para lograr mantener el filtrado en un rango mínimo para no dañar la formación, de la misma manera se utilizó el Cloruro de Potasio (KCL) con un exceso de 281 sacos, esto ocurrió ya que durante el monitoreo por medio de las pruebas de laboratorio se determinó un consumo muy alto a consecuencia de la actividad reactiva de las arcillas provocando la disminución rápida del ion Potasio teniendo que agregar una libra por hora del producto para así mantener en rango esta propiedad de inhibición garantizando así una buena configuración y estabilidad del hoyo.

CAPITULO VI

CONDICIONES MEDIO AMBIENTALES QUE DEBEN CUMPLIR LOS RESIDUOS LÍQUIDOS Y SÓLIDOS DE UN FLUIDO DE PERFORACION

6.1 Introducción

La concientización del medio ambiente entre el público, las agencias reguladoras, los clientes y las compañías de servicio ha convertido las preocupaciones ambientales en un factor clave para las operaciones de perforación.

Prevenir la contaminación y minimizar el impacto ambiental de una manera económica son las tareas más importantes que debe enfrentar la industria hoy en día.

6.2 Plan de manejo ambiental.

El Plan de manejo ambiental se basa en las acciones que se tomaran después de realizar una identificación, análisis y cuantificación que originaran un impacto ambiental no deseado.

Los fluidos de perforación pueden poseer un bajo o alto impacto ambiental dependiendo de su diseño y del lugar de disposición ya que en el tiempo el fluido de perforación se convierte en desecho y debe ser eliminado en base a las normas ambientales locales.

Cada uno de los tipos de fluidos de perforación se encuentra regido por diferentes consideraciones ambientales y además son distintas para cada uno de los lugares de disposición de los desechos. Estas condiciones ambientales se basan en factores como: Fauna, Flora, Situación Geográfica, Altos o Bajos Niveles de Precipitación, Cercanía de Aguas Subterráneas y Superficiales y otros.

Los operadores costa fuera tienen tres opciones básicas en lo que se refiere a la eliminación de desechos que son descarga, transporte a tierra, o molienda e inyección. Si el operador descarga los desechos, entonces el diseño del lodo se verá afectado en su composición que deberá cumplir ciertas normas para que este sea amigable con el ambiente. Los avances que permiten minimizar el impacto potencial sobre el medio ambiente de las descargas de fluidos de perforación, suelen reducir el número de exposiciones de los trabajadores a los materiales potencialmente dañinos.

Si el operador decide inyectar los desechos, esto se debe tomar en cuenta en las primeras etapas de la planificación del pozo, en lo que se refiere al diseño de los materiales tubulares y las profundidades de las zapatas de la tubería de revestimiento.

La inyección anular incluye la molienda de todos los desechos sólidos y líquidos para formar una lechada. Luego esta lechada es bombeada dentro del espacio anular, entre dos tuberías de revestimiento, dentro de una fractura subsuperficial. Además, el operador debe tener una opción de eliminación de reserva en caso de que no se pueda inyectar todo el fluido.

Si los desechos de lodo y los recortes deben ser transportados a tierra, las principales preocupaciones serán el volumen, la capacidad de almacenamiento y transporte, y las responsabilidades relacionadas con diferentes métodos de manejo y eliminación en tierra.

6.3 Componentes que pueden causar daño al medio ambiente

Para un tratamiento adecuado de los fluidos y ripios de perforación se debe conocer los elementos básicos que pueden causar daño al medio ambiente dependiendo del ambiente de descarga.

- **Los metales pesados** de productos y formaciones subterráneas tienden a reaccionar con los sólidos perforados y las arcillas, y sólo son ligeramente móviles en el medio ambiente. El término metales pesados se refiere a un grupo de metales tóxicos considerados como potencialmente peligrosos. Éstos incluyen el mercurio, cadmio, cromo,

plomo, bario soluble y otros. Estos metales no se biodegradarán y pueden causar problemas por muchos años.

- **Los compuestos de sal** pueden inhibir el crecimiento de las plantas al perturbar su capacidad de absorber agua. Una concentración más alta de sal en el agua dulce puede ser tóxica para los peces y otros organismos acuáticos, y para las plantas. Los compuestos de sal son generalmente solubles en agua, lo cual aumenta su movilidad, extendiendo el área de impacto potencial sobre el medio ambiente.
- **Los ácidos o las bases** pueden alterar el pH y matar animales y plantas; el shock de pH causado por desechos de perforación que no han sido eliminados correctamente, ya sean líquidos o sólidos, perturbarán inmediatamente el ecosistema.
- **Los Sólidos Suspendidos Totales (TSS)** pueden dañar las masas superficiales de agua adyacentes, no sólo desde el punto de vista estético, sino también mediante la reducción de la cantidad y calidad de luz disponible que es necesaria para el crecimiento de las plantas. Esta carga adicional también ejerce una toxicidad mecánica, esfuerzo y/o recubrimiento de órganos respiratorios. La mayor cantidad de sólidos suspendidos contiene componentes orgánicos que, al degradarse, reducen el oxígeno en las aguas adyacentes.
- **La toxicidad** se usa para determinar los efectos combinados de la contaminación sobre los organismos de prueba. En vez o además del

análisis de tipos individuales de contaminación, tal como los metales pesados y las sales, muchos reglamentos requieren el monitoreo de la toxicidad.

6.4 Pruebas de Laboratorio del Agua Residual de Perforación

Las pruebas nos permiten establecer las actividades técnicas para el análisis del agua residual de perforación para asegurar el cumplimiento de los límites máximos permisibles establecidos. Las pruebas de laboratorio son:

- Prueba de jarras.
- pH.
- Conductividad.
- Hidrocarburos Totales (TPH).
- Demanda Química de Oxígeno (DQO).
- Sólidos Totales Disueltos (STD).
- Sólidos Totales Suspendidos (STS).
- Sólidos Totales (ST).
- Bario (Ba).
- Cromo total (Cr).
- Cromo hexavalente (Cr^{+6}).
- Plomo (Pb).

6.4.1 Descripción de las Pruebas de laboratorio del Agua Residual de Perforación.

En la descripción de las Pruebas realizadas en el laboratorio se necesita conocer términos básicos como son:

- **Agua residual de perforación:** Es el agua proveniente del subsuelo en el proceso de perforación. Esta agua contiene residuos de hidrocarburos y debido a su alto contenido de minerales debe ser tratada antes de ser evacuada a la naturaleza.
- **Tratamiento del agua:** Es el conjunto de procesos físicos o químicos mediante los cuales se corrigen los parámetros de acuerdo al uso que se le va a dar posteriormente.
- **Punto de descarga:** Es el sitio exacto en el cuerpo receptor donde se descarga el agua tratada.
- **Punto de inmisión:** Es el sitio en el cuerpo receptor donde se tiene una mezcla completa de la descarga.

6.4.1.1 Prueba de Jarras

La finalidad de esta prueba es determinar la cantidad de coagulante, floculante y las condiciones de pH que debe tener el agua proveniente de la perforación para la separación sólido-liquida.

6.4.1.2 Potencial Hidrogeno (pH)

Esta prueba nos permite determinar la concentración de iones de hidrogeno en el agua residual de perforación.

6.4.1.3 Conductividad

Esta prueba nos permite determinar la capacidad de conducir electricidad en el agua residual de perforación. Se utilizara el método del conductivímetro $\mu\text{S}/\text{cm}$.

6.4.1.4 Hidrocarburos Totales

Esta prueba se realiza para determinar la concentración de aceite en el agua residual de perforación mediante la extracción con tricloro metano (cloroformo). Se extrae los hidrocarburos mediante disolución de estos en cloroformo y se cuantifica mediante la medida de absorción vs concentración de una curva de calibración.

6.4.1.5 Demanda Química de Oxígeno

Esta prueba nos permite determinar la cantidad de compuesto carbonados inorgánicos indirectamente a través del consumo de oxígeno.

6.4.1.6 Sólidos Totales Disueltos

En esta práctica vamos a determinar la cantidad de sólidos disueltos presentes en el agua residual de perforación.

6.4.1.7 Sólidos Totales Suspendidos

En esta práctica se va a determinar la cantidad de residuo total no filtrable presente en el agua residual de perforación.

Este método aplica una lectura directa de la absorción de la muestra comparada con la absorción de agua desionizada que no posee sólidos en suspensión.

6.4.1.8 Sólidos Totales

Determinar la cantidad de sólidos totales disueltos y sólidos totales suspendidos presentes en el agua residual de perforación.

La suma de STD+STS son los ST.

6.4.1.9 Bario

Cuantificar la concentración de bario presente en el agua de perforación.

El reactivo Bariver 4 combinado con el bario de la muestra forma un precipitado de sulfato de bario que es mantenido en suspensión por un coloide. La turbidez causada por la dispersión de partículas de este polvo fino es directamente proporcional a la cantidad de bario presente.

6.4.1.10 Cromo Total

Determinar la cantidad total de cromo presente en el agua residual de perforación.

El cromo trivalente en la muestra es oxidado a cromo hexavalente mediante el ión hipobromito bajo condiciones alcalinas. La muestra es acidificada. El contenido de cromo total es determinado por el método del "1,5-Diphenylcarbohydrazide". Se determina el cromo trivalente restando el resultado de este análisis menos el análisis de cromo hexavalente.

6.4.1.11 Cromo Hexavalente

Determinar la cantidad de cromo hexavalente en el agua residual de perforación.

El cromo hexavalente se determina por el método de la 1,5-Diphenylcarbohydrazide. El reactivo Chroma Ver 3 contiene una buffer ácida combinada con 1,5-Diphenylcarbohydrazide, ésta reacciona con el cromo hexavalente brindando un color púrpura.

6.4.1.12 Plomo

Cuantificar la concentración de plomo presente en el agua de perforación.

Los iones de Pb (II) a pH 9 reaccionan con 4-(2-pyridylazo)-resorcinol (PAR) para formar un complejo rojo.

6.5 Limites ambientales para el monitoreo de aguas y descarga líquida que se realiza en todas las etapas de la obtención del Hidrocarburo

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación.

6.5.1 Límites permisibles de descarga de efluentes (descargas líquidas).

Tabla XX Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes

PARAMETRO	EXPRESADO EN	UNIDAD	VALOR LIMITE PERMISIBLE	PROMEDIO ANUAL	DESTINO DE DESCARGA
POTENCIAL DE HIDROGENO	pH	-	5<pH<9	5<pH<9	TODOS
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	CE	μS/cm	<2500	<2000	CONTINENTE
HIDROCARBUROS TOTALES	TPH	mg/l	<20	<15	CONTINENTE
HIDROCARBUROS TOTALES	TPH	mg/l	<30	<20	MAR ABIERTO
DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO	DQO	mg/l	<120	<80	CONTINENTE
DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO	DQO	mg/l	<350	<300	MAR ABIERTO
SOLIDOS TOTALES	ST	mg/l	<1700	<1500	TODOS
BARIO	Ba	mg/l	<5	<3	TODOS
CROMO (TOTAL)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	TODOS
PLOMO	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	TODOS
VANADIO	V	mg/l	<1	<0.8	TODOS
NITROGENO GLOBAL	NH4 - N	mg/l	<20	<15	TODOS
FENOLES	-	mg/l	<0.15	<0.10	TODOS

Fuente: Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

Elaborado por: José Flores /Ronny Méndez.

6.5.2 Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión)

Tabla XXI Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor

PARAMETRO	EXPRESADO EN	UNIDAD	VALOR LIMITE PERMISIBLE	PROMEDIO ANUAL	DESTINO DE DESCARGA
TEMPERATURA		°C	+3°C		GENERAL
POTENCIAL DE HIDROGENO	pH	-	6<pH<8	6<pH<8	GENERAL
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	CE	μS/cm	<170	<120	CONTINENTE
HIDROCARBUROS TOTALES	TPH	mg/l	<0.5	<0.3	GENERAL
DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO	DQO	mg/l	<30	<20	GENERAL
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002	GENERAL

Fuente: Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

Elaborado por: José flores /Ronny Méndez.

6.6 Métodos de Laboratorio para Análisis de Sólidos de Perforación

Los sólidos originados en la perforación deben cumplir con los límites permisibles para su disposición final por ello se requiere determinar los parámetros previos al tratamiento de los mismos analizando su lixiviado.

Los principales parámetros que tienen que ser evaluados y regulados son:

1. Hidrocarburos Totales (TPH).
2. Conductividad.
3. pH.
4. HAPs.
5. Bario.
6. Cadmio.
7. Cromo Total.

8. Vanadio.

6.7 Límites permisibles de lixiviación para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.

Los lodos y ripios de perforación, para su disposición final en superficie tienen que cumplir con los parámetros y límites permisibles indicados en la Tabla XXII, dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no.

Tabla XXII Límites permisibles de lixiviación para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie

SIN IMPERMEABILIZACION DE LA BASE			
PARAMETRO	EXPRESADO EN	UNIDAD	VALOR LIMITE PERMISIBLE
POTENCIAL DE HIDROGENO	pH	-	6<pH<9
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	CE	μS/cm	4000
HIDROCARBUROS TOTALES	TPH	mg/l	<1
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS (HAPs)	C	mg/l	<0.003
CADMIO	Cd	mg/l	<0.05
BARIO	Ba	mg/l	<5
CROMO (TOTAL)	Cr	mg/l	<1
VANADIO	V	mg/l	<0.2
CON IMPERMEABILIZACION DE LA BASE			
PARAMETRO	EXPRESADO EN	UNIDAD	VALOR LIMITE PERMISIBLE
POTENCIAL DE HIDROGENO	pH	-	4<pH<12
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	CE	μS/cm	8000
HIDROCARBUROS TOTALES	TPH	mg/l	<50
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS (HAPs)	C	mg/l	<0.005
CADMIO	Cd	mg/l	<0.5
BARIO	Ba	mg/l	<10
CROMO (TOTAL)	Cr	mg/l	<10
VANADIO	V	mg/l	<2

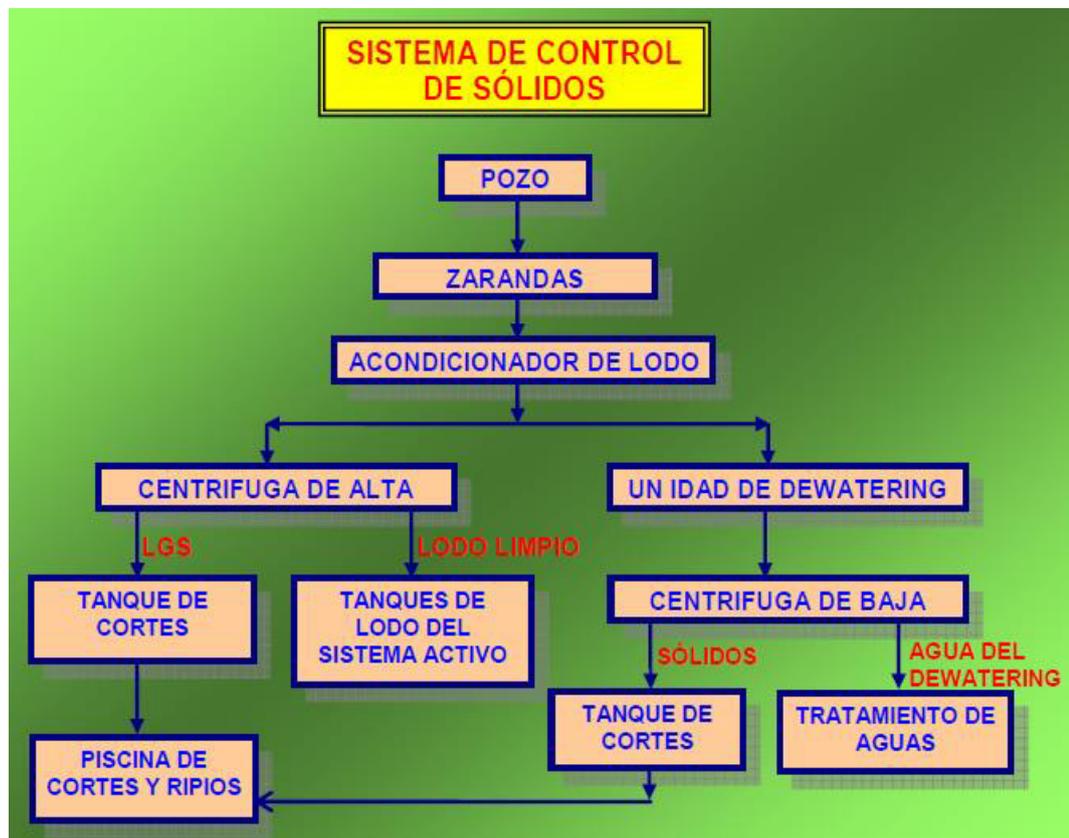
Fuente: Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

Elaborado por: José Flores /Ronny Méndez.

6.8 Tratamiento de los residuos líquidos y sólidos de un fluido de perforación

En el presente diagrama de flujo se presenta el proceso del sistema de Control de Sólidos.

Gráfico 6. 1 Sistema de Control de Sólidos



Fuente: Qmax Ecuador

Elaborado por: José Flores / Ronny Méndez

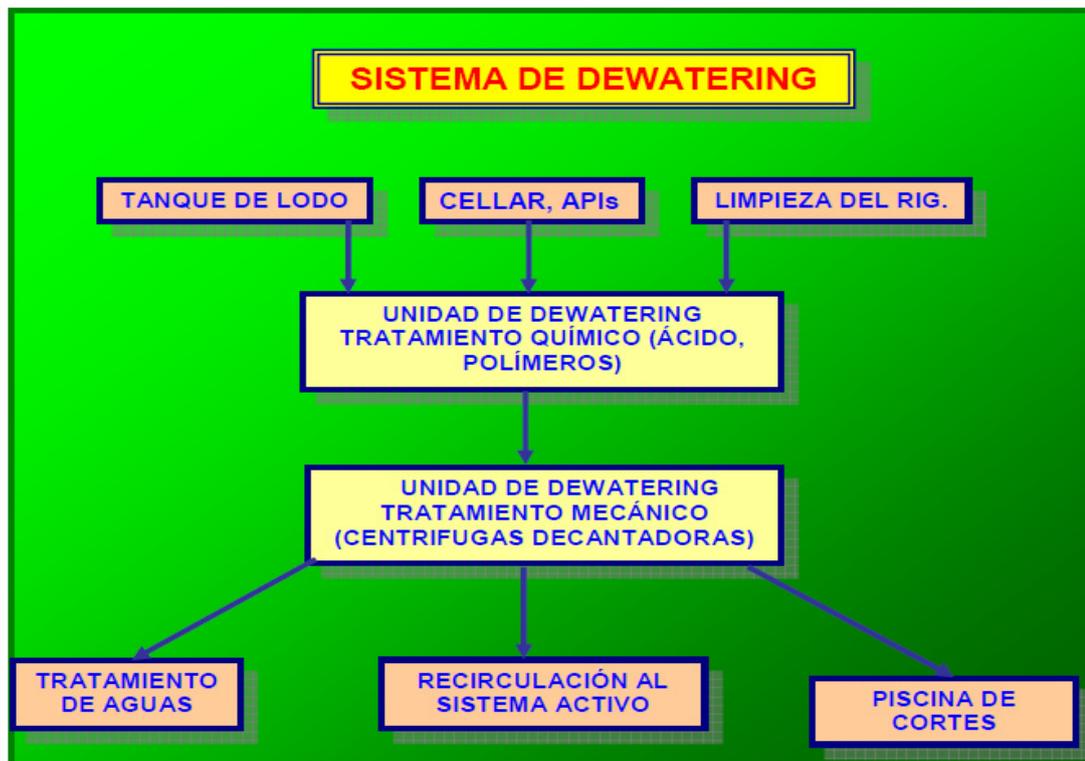
6.8.1 Proceso de Dewatering

El sistema de deshidratación de lodos consiste en separar la fase sólida y la fase líquida mediante el tratamiento químico mecánico. Este proceso se

realiza cuando se hace un cambio en las condiciones del lodo, cuando termina la perforación o cuando hay un exceso de lodo.

- En el taladro, el lodo se almacena en tanques. Si el proceso de dewatering no se efectúa en el propio taladro, el lodo es transportado mediante vacuum en tierra y en barco costa fuera al sitio de recolección previamente preparada para este fin.

Gráfico 6. 2 Sistema de Dewatering



Fuente: Qmax Ecuador

Elaborado por: José Flores / Ronny Méndez

6.8.2 Tratamiento de aguas residuales.

El proceso de tratamiento de las aguas residuales del taladro se divide en 4 etapas:

1. Recolección del agua.
2. Tratamiento del agua.
3. Análisis de laboratorio.
4. Disposición del agua tratada.

Las aguas procedentes de los procesos de tratamiento químico–mecánico de lodos residuales no reutilizables (dewatering) y aquellas recolectadas en la plataforma del RIG, serán dirigidas hacia donde se realizará el tratamiento respectivo de las aguas.

El sistema de tratamiento de Aguas posee dos tanques verticales de capacidad de 480 bbls cada uno; una unidad de mezcla de 25 bbls con sus respectivas conexiones y una bomba centrífuga de 25 HP.

El agua que se recibe del dewatering es recolectado en un tanque vertical este tanque consta de un sistema de aireación y difusión completo. El agua tratada es alimentada a un circuito de filtración en el cual se retira los sólidos suspendidos y se mejoran las propiedades físicas y químicas del agua, almacenándose en el segundo tanque donde se ajustan los parámetros del agua para su disposición final.

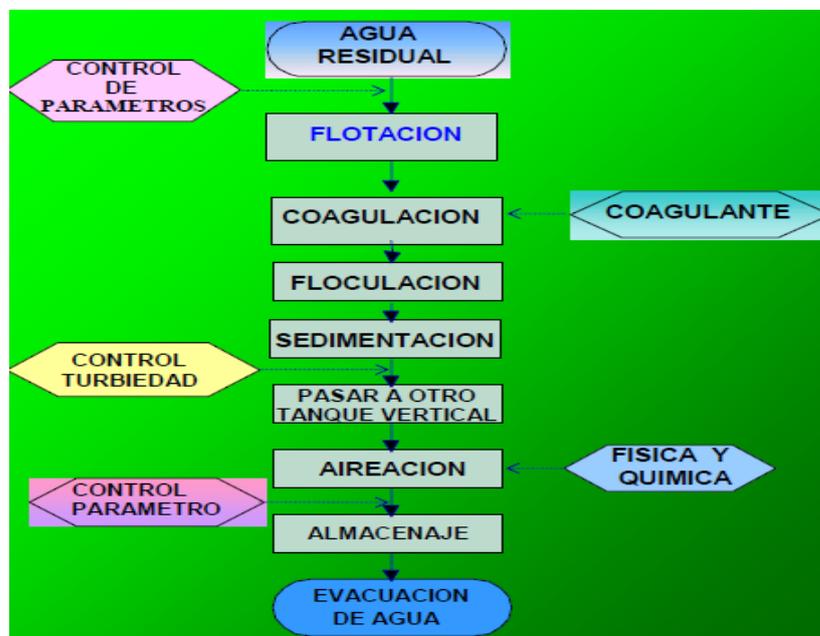
Grafico 6.3 Sistema de Tratamiento de Aguas



Fuente: Qmax Ecuador

Elaborado por: José Flores / Ronny Méndez

Grafico 6.4 Proceso de Clarificación de Efluentes en General



Fuente: Qmax Ecuador.

Elaborado por: José Flores / Ronny Méndez

Antes de la evacuación se evalúan las propiedades físico – químicas de la fuente receptora, así como durante la descarga para determinar el caudal adecuado. Para este fin se dispone en campo de un laboratorio con moderna tecnología, cumpliendo con estándares y normas Internacionales enmarcadas en un sistema de aseguramiento de calidad.

6.8.3 Tratamiento de los residuos sólidos.

El tratamiento de los ripios de perforación recolectado y transportado se puede realizar de diversas formas dependiendo de factores como el tipo de lodo con el que tuvo contacto, las condiciones de flora y fauna del lugar de acopio, cantidad de desechos a disponer, etc.

El proceso de tratamiento de los desechos sólidos se divide en 3 etapas:

- Almacenamiento Temporal.
- Tratamiento.
- Disposición Final.

La recolección y transporte de los corte de perforación originados de los procesos de tratamiento químico–mecánico de lodos residuales no reutilizables (dewatering) y aquellas provenientes de las zarandas puede ser realizada de diversas maneras.

- Sistema de tornillo sin fin: Consiste en un tanque con tornillos sin fin (Auger Tank) donde se recolectan y se mezclan con cal los cortes , de

allí son transportados por una sección inclinada hasta el área de disposición.

- Sistema de playa de secado: Es una placa de cemento a una profundidad aproximada de 50 cm, la cual tiene un leve pendiente que permite escurrir los líquidos que contienen los cortes hacia una trampa de lodo. Los cortes que provienen de los equipos de control descarga directamente sobre ella.
- Sistema de tanque abierto: Es un tanque con una capacidad aproximada de 250 bbl donde todos los cortes se recolectan directamente.

Dentro de las opciones para tratar los ripios se tienen las siguientes alternativas:

- Confinamiento en Piscinas y Celdas.
- Celdas y Terrazas.
- Desorción Térmica.
- Incineración Controlada de Ripios de Perforación.
- Solidificación/Estabilización de Recortes.

6.9 Resultados de las pruebas.

6.9.1 Análisis de agua

Los resultados del análisis de las muestras de agua se reportan en el siguiente esquema mostrado en el Anexo XXXIII.

6.9.2 Análisis de Ripios

Los resultados del análisis de los Ripios se reportan en el esquema mostrado en el Anexo XXXIV.

6.10 Análisis de Resultados

- Los resultados obtenidos en el análisis de los parámetros de la muestras de agua se deben reportar antes de la descarga del efluente.
- Si la descarga del efluente será al medio ambiente los resultados de las pruebas deben cumplir los límites establecidos pero si en la inmisión se sobrepasa los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en la inmisión.
- En nuestro país la descarga del efluente es dirigida al sistema de reinyección de agua los resultados de las pruebas deben cumplir con los límites propuesta por la operadora para proteger los pozos inyectoros.
- Los resultados obtenidos de los parámetros de la muestra de ripios nos permiten establecer el tratamiento adecuada de los mismos.
- El análisis de los resultados en el tratamiento si esta en piscinas los ripios se lo realizara en periodos de tiempo establecido.
- El seguimiento del tratamiento se lo realizara hasta que los parámetros cumplan con los límites establecidos.

6.11 Elaboración de un programa computacional que permita analizar los resultados en base a los límites permisibles.

Figura 6. 1 Interfaz del programa para analizar límites permisibles



Elaborado por: José Flores /Ronny Méndez

Este programa nos permite verificar si los valores que obtenemos como resultado de las distintas pruebas medio ambientales realizadas para un lodo, están dentro de los límites permisibles que se encuentran previamente establecidos en el reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

En lo que respecta a las pruebas de agua residual tenemos dos casos. Una que se lleva a cabo en el punto receptor y otra en el punto de descarga. Estos puntos tienen sus respectivos límites los cuales se encuentran ya

definidos en el programa de manera que en la pantalla nos muestra si el valor ingresado cumple o no con esos límites.

En las pruebas de lodos y ripios de perforación tenemos dos escenarios, uno sin impermeabilización y otro con impermeabilización. Al igual que en el caso anterior, los límites están ya establecidos en el programa, así este nos mostrará si la cantidad ingresada cumple o no los límites permisibles.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

1. La presencia de esmectita en un alto porcentaje a menores profundidades origina una estructura menos estable y mas hidratable a medida que se profundiza él porcentaje de illita incrementa disminuyendo la hidratación e incrementando la dispersión.
2. Los niveles presentan una Capacidad de Intercambio Catiónico por su composición arcillosa exhibiendo valores hasta 30 meq/100g los mismo que se consideran valores de CEC elevados teniendo como valor de comparación 80 meq/100gr presentado por la bentonita.
3. La inhibición química con Cloruro de Potasio y Maxdrill (Amina) nos demuestra que su poder inhibitorio es alto llegando a un 80% de

inhibición con una dosificación de 32000 ppm de ion K y con una dosificación de 0.3 gal/bbl de Maxdrill concentración utilizada por QMAX en Campos del Oriente Ecuatoriano, demostrando que trabaja eficientemente en el Campo “Amistad”.

4. El aumento del porcentaje de inhibición, se logro cuando se trabajo en conjunto los tres componentes, comprobando que son más eficaces cuando son usados en sinergia entre el glicol inhibidor (Glymax), un polímero inhibidor iónico la Amina (Maxdrill) y el ion K obteniendo valores entre 82.5-92.5 % de Inhibición.
5. El uso del PHPA en el sistema Amina-Glicol-Cloruro de Potasio demostró una gran mejora en la inhibición hasta una determinada combinación con los tres componentes mencionados anteriormente.
6. El uso del PHPA es opcional ya que la adición de un componente más o aumentando de la concentración de los inhibidores ya establecidos podrían alterar propiedades de igual importancia como: perdida por filtrado, viscosidad del fluido y punto cedente.
7. El aumento de la dosificación del glicol inhibidor (Glymax) entre 0.5-1.5% ha demostrado disminuir la incorporación de sólidos al fluido de

perforación reduciendo el porcentaje de erosión significativamente con respecto a un fluido Blanco.

8. El fluido propuesto ha demostrado una reducción significativa en el % de Hinchamiento de las arcillas en el tiempo, en comparación con un fluido Blanco permitiendo garantizar la estabilidad de las lutitas.

9. El conjunto de resultados obtenidos demuestra que el fluido base Amina-Glicol-Cloruro de Potasio es un fluido con características de inhibición óptimas para que los pozos nuevos a ser perforados en este campo no presenten problemas con respecto a la inestabilidad de lutitas y arcillas reactivas en la perforación de la tercera sección (2900' - 5660').

10. Los costos de productos químicos para esta etapa 17^{1/2}” fueron menores a lo programado. El aumento en la cantidad de los productos se origina con el objetivo de cumplir las propiedades propuestas en el programa de lodos y problemas presentados durante la perforación.

7.2 Recomendaciones

1. Al observarse una buena inhibición con solamente KCl en el intervalo II (500' - 2900'), se recomienda mantener una concentración de ion K⁺ de 36000 ppm, de esta forma se garantizará que el consumo de ion K⁺ sea rápida y continuamente reemplazado durante la perforación y operaciones.
2. Se recomienda utilizar en el intervalo III (2900'-5660') el complemento de 0.2 – 0.3 gal/bbl de Amina mas los 28000-32000 ppm de ion K para mantener un buen nivel de inhibición química. El incremento de ion K arriba de 32,000/36,000 ppm sea solamente si se observa alto consumo de K⁺, rápida depletación de su contenido, o al observar los recortes de Arcillitas por zarandas se vean húmedos y pastosos.
3. Se recomienda que se siga utilizando el inhibidor mecánico PHPA (Synerfloc) con una dosificación de 0.6 lb/bbl y el glicol (Glymax) entre 0.5% - 1.5% de concentración.
4. Se recomienda que el pH del fluido de perforación debe estar entre 8.5-9.5 para garantizar un trabajo óptimo de los polímeros añadidos al lodo y de los componentes inhibidores.

ANEXOS

Anexo I Resumen de características de arcillas.

Propiedad	Kaolita	Ilita	Montmorillonita	Atapulgita	Clorita
Tipo de capa	1:1	2:1	2:1	2:1	2:1
Forma de la partícula	Placa Hexagonal	Placa Extensa	Hojuela	Aguja	Placa
Tamaño	5 – 0,5	0,5	2 – 0,1	1 – 0,1	5 – 0,1
Área Superficial	15 – 25	50 – 110	30 – 80	200	140
CEC	3-15	10 – 40	80 – 150	15 – 25	10– 40
Viscosidad en Agua	Baja	Baja	Alta	Alta	Baja

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES/RONNY MÉNDEZ

Anexo II Clasificación de las Lutitas

Clase	Textura	CEC (meq/100gr)	Contenido de Agua%	Minerales de Arcilla	Peso arcilla%	Densidad (gr/cc)
A	Blando	20-40	15-70	Esméctita+ Ilita	20-30	1.2-1.5
B	Firme	10-20	15-25	Ilita + nivel mixto	20-30	1.5-2.2
C	Firme- Duro	10-20	2-10	Ilita + nivel mixto	20-30	2.3-2.7
D	Duro	3-10	5-15	Ilita + posible Esméctita	20-30	2.2-2.5
E	Quebradizo	0-3	2-5	Ilita+ Kaolita, Clorita	5-30	2.5-2.7

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

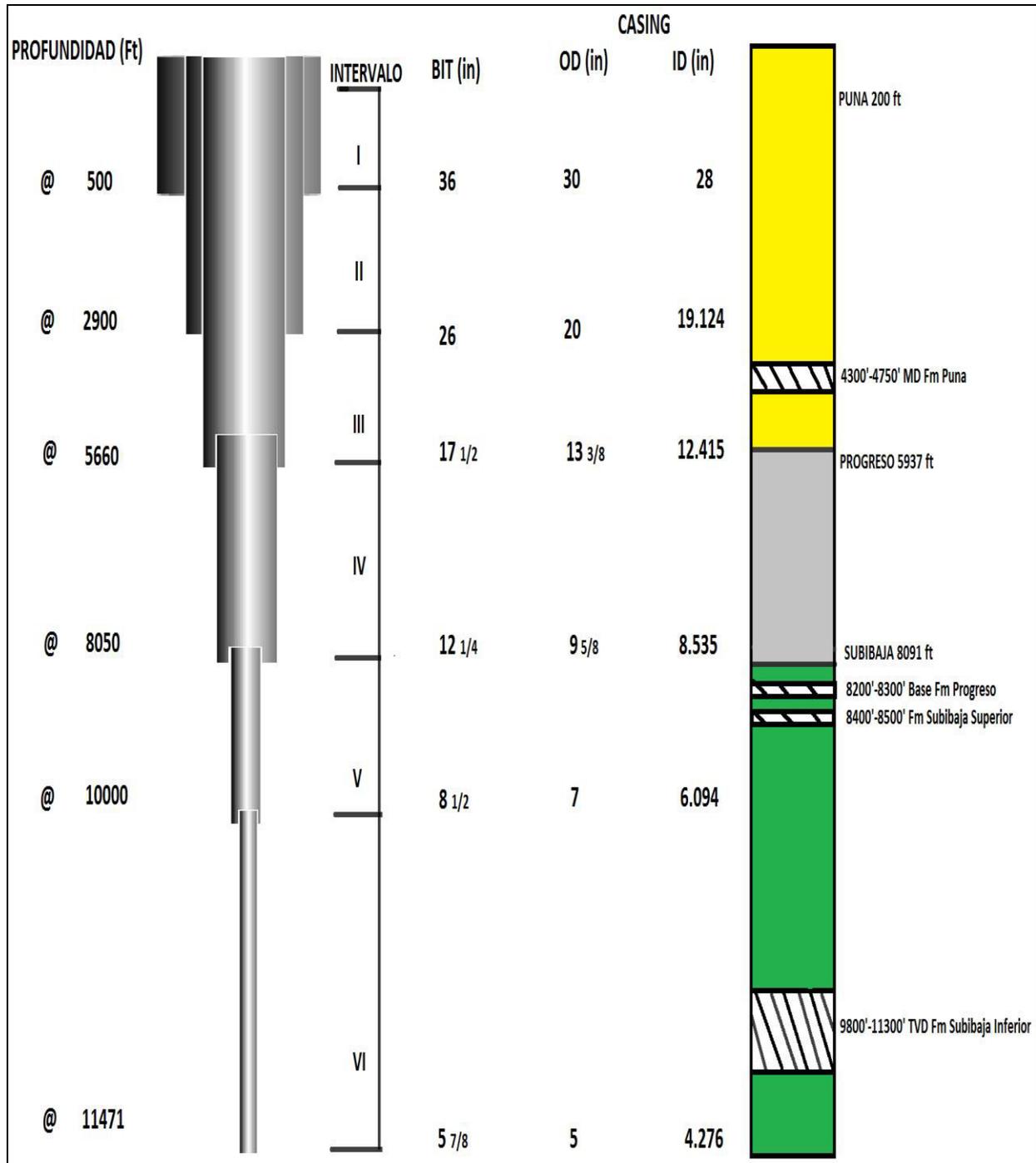
Anexo III Resumen de tipos de lutitas, soluciones y requerimientos

Tipo de lutitas	Tiempo en el que aparecen los problemas	Tamaño de los ripios	Forma de los ripios	Soluciones y Requerimientos
Lutitas sensibles al agua	1-7 días	5-10 mm	Punta de flechas Neolíticas	Fluido de perforación inhibido químicamente
Lutitas fracturadas tectónicamente	Horas o 2 días	20-40 mm	Dados con bordes afilados	Fluido con inhibición mecánica e incrementar su densidad
Lutitas sobre-presionadas	Horas	40-70 mm	Astillas cóncavas-convexas	Incrementar la densidad del fluido de perforación

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES/RONNY MÉNDEZ

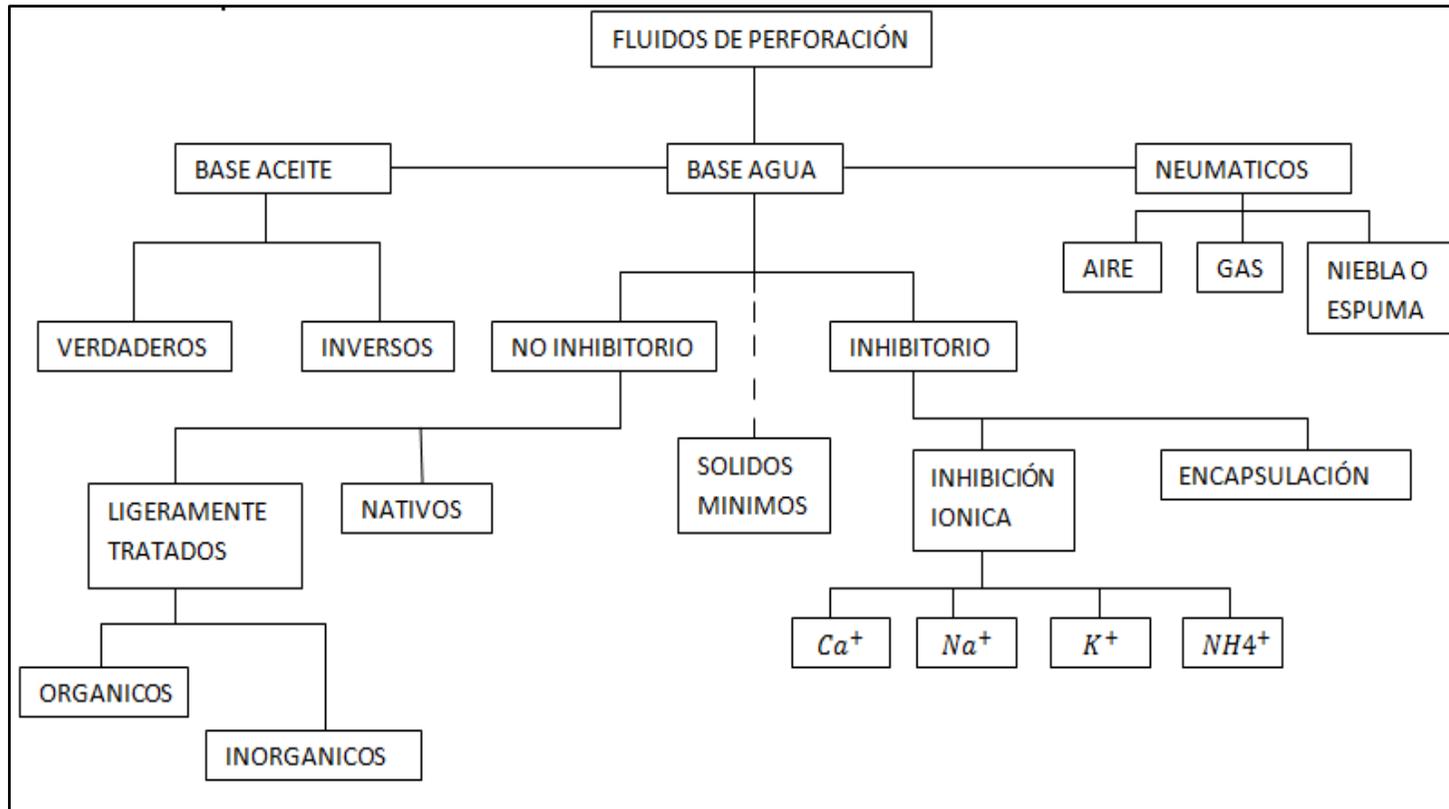
Anexo IV Diseño Mecánico Programado Pozo Amistad 10



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ.

Anexo V Clasificación de los fluidos de perforación



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES/RONNY MÉNDEZ

Anexo VI Criterios de selección.

Aplicación	Geología	Problemas potenciales	Plataforma	Contaminación	Datos de perforación
<ul style="list-style-type: none"> • Intervalo superficial. • Intervalo intermedio. • Intervalo productivo. • Método de completación • Tipo de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de lutita. • Tipo de arena. • Permeabilidad. • Otros tipos de formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas relacionados con la lutita. • Embolamiento de la Broca y BHA. • Tubería pegada. • Pérdida de circulación. • Arenas agotadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Locación remota. • Capacidad limitada en la superficie. • Capacidades de mezcla. • Bombas de lodo. • Equipo de control de sólidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólidos. • Cemento. • Sal. • Anhidrita/yeso. • Gases ácidos (CO₂, H₂S). 	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de agua • Tamaño del pozo. • Ángulo del pozo. • Torque/arrastre. • Velocidad de perforación. • Peso del lodo. • Temperatura máxima.

FUENTE: MI-SWACO

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES/RONNY MÉNDEZ

Anexo VII Descripción de Productos del diseño para un fluido inhibitorio

PRODUCTO	COMPOSICION	APLICACIÓN
MAXDRILL	Aminas orgánicas no volátiles	Inhibidor de arcillas
GLYMAX	Glicol de polietileno / polímero mejorado de alta densidad	Agente de taponamiento deformable, Inhibición de lutitas, Estabiliza la pared del pozo
STARDRILL	Polisacárido modificado	Control de pérdidas de fluido
SYNERFLOC A25D	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Encapsulador
KELZAN XCD	Goma Xantica	Viscosificador-gelificante
BARITA	BaSO ₄ -Químicamente inerte	Agente densificante
SODA CAUSTICA	Hidróxido de Sodio NaOH	Incrementa solubilidad de dispersantes/aumenta el pH.
DEFOAM X	Surfactante de alcohol aniónico	Agente antiespumante
BICARBONATO DE SODIO	NaHCO ₃	Precipita el Calcio, reducir el pH.
CARBONATO DE CALCIO	CaCO ₃	Agente puenteante y densificante
CLORURO DE POTASIO	KCl	Inhibidor de arcillas
DESCO CF	Lignosulfonato	Desfloculante / Dispersante
DRILLING DETERGENT	Detergente	Evitar embolamiento de la broca y BHA
PAC LV / PAC HV	Celulosa Polianiónica	Controlador de filtrado

POTASA CAUSTICA	Hidróxido de potasio	Aumenta el pH
SUPER SWEEP	Fibra Sintética	Material de Limpieza
LIPCIDE G2	Biocida	Prevenir acción bacteriana
SOLTEX	Asfalto del sulfonato de sodio	Estabilizador de esquistos e inhibidor de la dispersión de sólidos perforados
Q LUBE	Aditivo Polimérico	Lubricante
CAMIX	Carbonato de Calcio con diferentes granulometría (A325,A200 y A100)	Agente puenteante
Q STOP-FINE	Celulosa orgánica	Agente puenteante
WALLNUT MEDIUM	Cáscara de nuez material fibroso orgánico	Material de Limpieza
NATURAL GEL	Montmorillonita sódica	Viscosificante
QTDL-13	Alquilaminas, Isopropanol, Petróleo Nafta	Inhibidor de corrosión
SULFITO DE SODIO	Na_2SO_3	Secuestrante de Oxígeno

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES/RONNY MÉNDEZ

Anexo VIII Problemas Potenciales

Problemas Potenciales	Intervalo (I) 0 – 500 ft	Intervalo (II) 500– 2900 ft	Intervalo (III) 2900–5660 ft	Intervalo (IV) 5560-8050 ft	Intervalo (V) 8050-10000 ft	Intervalo (VI) 10000-11471 ft
Limpieza del pozo	X	X				
Presencia de Gumbo	X	X				
Perdida de circulación	X	X				
Embolamiento de la broca	X	X	X	X		
Estabilidad del hoyo		X				
Arcillas reactivas		X	X	X	X	X
Perdidas de Lodo			X	X	X	X
Presencia de Espuma			X			
Pega Diferencial			X	X	X	X
Formaciones permeables				X	X	X
Inestabilidad de lutitas				X		
Otros			X			

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ.

Anexo IX Propiedades del fluido establecidas en el Programa de lodos

Intervalo I: 0 '-500'	SPUD MUD
Visc. Embudo (sg)	50-70
Densidad (lpg)	8.9
Yield Point (lb/100ft ²)	20-30
Viscosidad Plástica (cp.)	10-12
Intervalo II: 500 '-2900'	BENTONICO
Visc. Embudo (sg)	60-80
Densidad (lpg)	9.2-9.4
Yield Point (lb/100ft ²)	20-30
Viscosidad Plástica (cp.)	15-20
Gels (lb/100ft ²)	10/12/2018
MBT	<20
Ph	9-9.5
Filtrado API (ml/30min)	6-8
Ca++ ppm	<200
Intervalo III: 2900 '-5660'	BENTONICO L.T./QDRILL KCI
Visc. Embudo (sg)	50-70
Densidad (lpg)	9.8-10.8
Yield Point (lb/100ft ²)	22-30
Viscosidad Plástica (cp.)	15-25
Gels (lb/100ft ²)	6/12-18/24
MBT	<20
pH	9-9.5
Filtrado API (ml/30min)	6-8
Ca++ ppm	200-300
Visc. Embudo (sg)	50-65
Densidad (lpg)	12-13.5

Yield Point (lb/100ft ²)	22-30
Viscosidad Plástica (cp.)	15-28
Gels (lb/100ft ²)	8/10-14/18
MBT	<20
pH	9.5-10.5
Filtrado API (ml/30min)	5-7
Ca++ ppm	200-300
Intervalo V: 8050 '-10000'	QDRILL IN
Visc. Embudo (sg)	60-75
Densidad (lpg)	13.5-15
Yield Point (lb/100ft ²)	28-30
Viscosidad Plástica (cp.)	25-30
Gels (lb/100ft ²)	10/15/20
MBT	<10
pH	9-9.5
Filtrado API (ml/30min)	<5
Ca++ ppm	200-300
Intervalo VI: 10000 '-11471'	QDRILL IN
Visc. Embudo (sg)	60-75
Densidad (lpg)	15-17
Yield Point (lb/100ft ²)	28-30
Viscosidad Plástica (cp.)	25-30
Gels (lb/100ft ²)	10/15/20
MBT	<10
pH	9-9.5
Filtrado API (ml/30min)	<5
Ca++ ppm	200-300

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

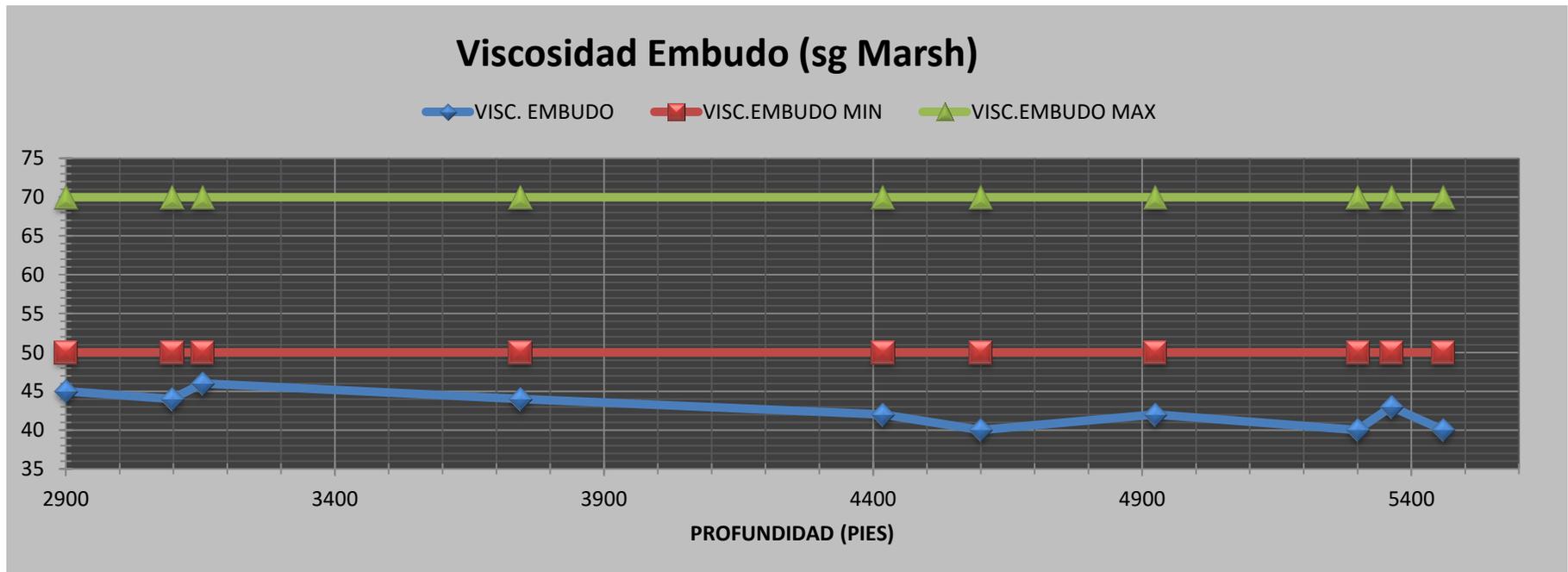
Anexo X Muestras Seleccionadas para Pruebas

MUESTRA	PROFUNDIDAD(FT)	ARCILLA (%)	ARENA (%)	LIMO (%)	CONGLOMERADO (%)
1	1000	-	-	-	-
2	1220	10	90	0	0
3	1394	30	60	10	0
4	1523	-	-	-	-
5	1750	30	70	0	0
6	1950	30	70	0	0
7	2000	40	50	10	0
8	2430	10	70	20	0
9	2538	10	70	20	0
10	2860	20	70	10	0
11	3010	40	60	0	0
12	3101	40	60	0	0
13	3200	70	30	0	0
14	3272	60	40	0	0
15	3350	80	10	10	0
16	3500	50	30	20	0
17	3600	90	10	0	0
18	3700	70	10	20	0
19	3800	70	20	10	0
20	4003	90	10	0	0
21	4050	90	10	0	0
22	4400	60	20	20	0
23	4450	80	20	0	0
24	4540	80	10	10	0
25	4900	70	10	20	0
26	5000	50	20	30	0
27	5175	60	10	20	10
28	5395	30	20	50	0
29	5430	30	20	50	0

FUENTE: WEATHERFORD

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ.

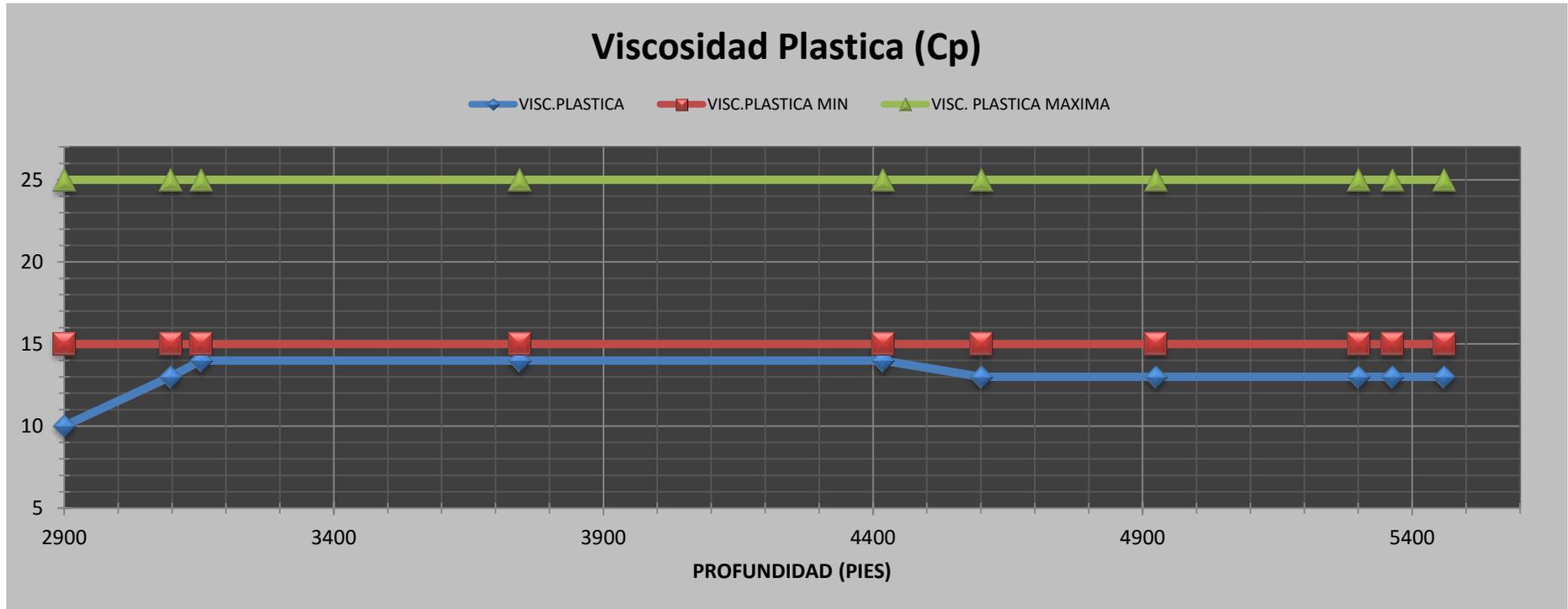
Anexo XI Viscosidad Embudo



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

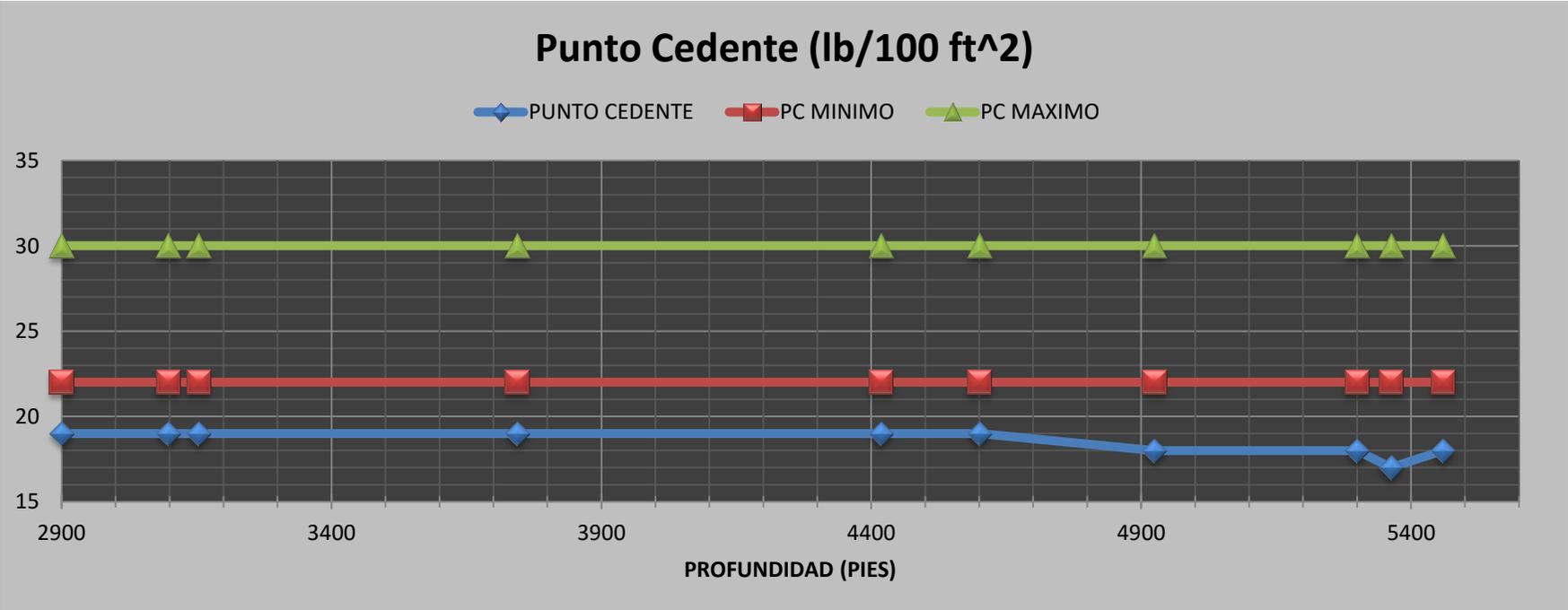
Anexo XII Viscosidad Plástica



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

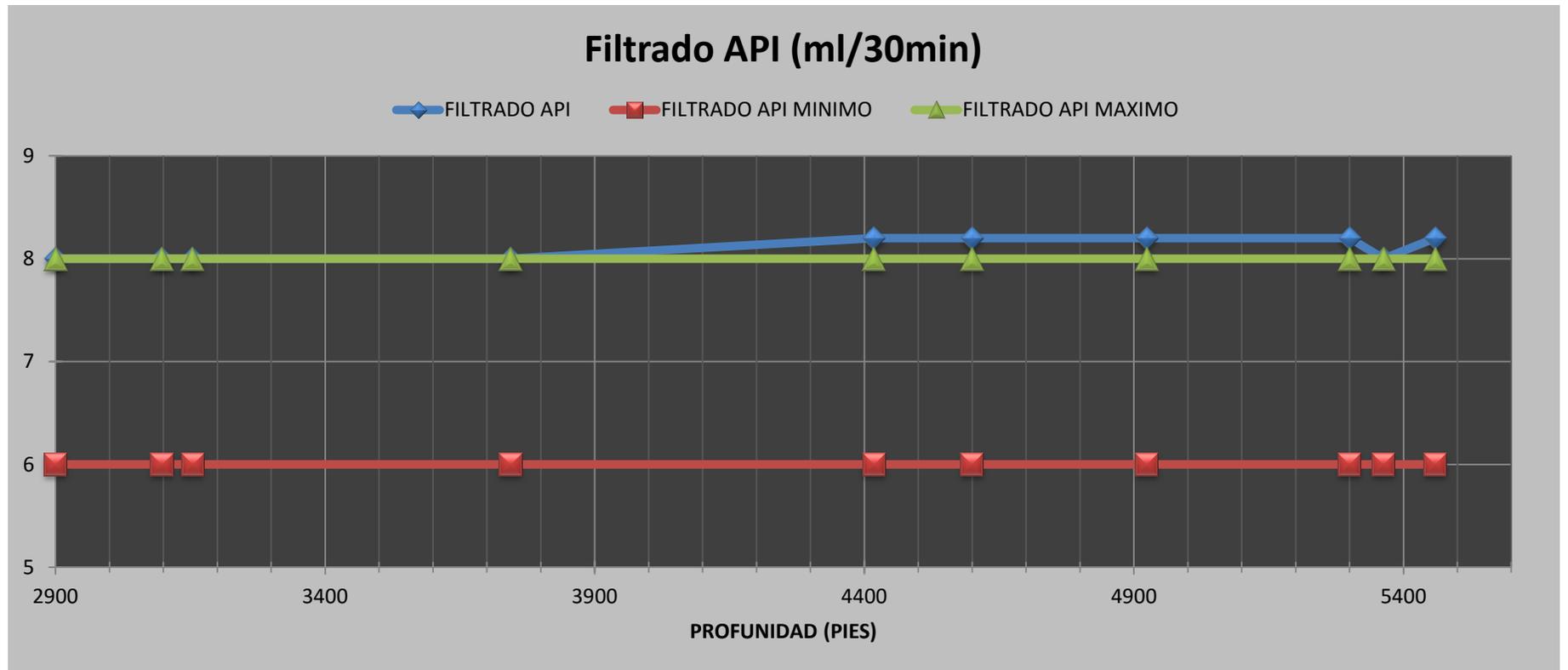
Anexo XIII Punto Cedente



FUENTE: QMAX ECUADOR

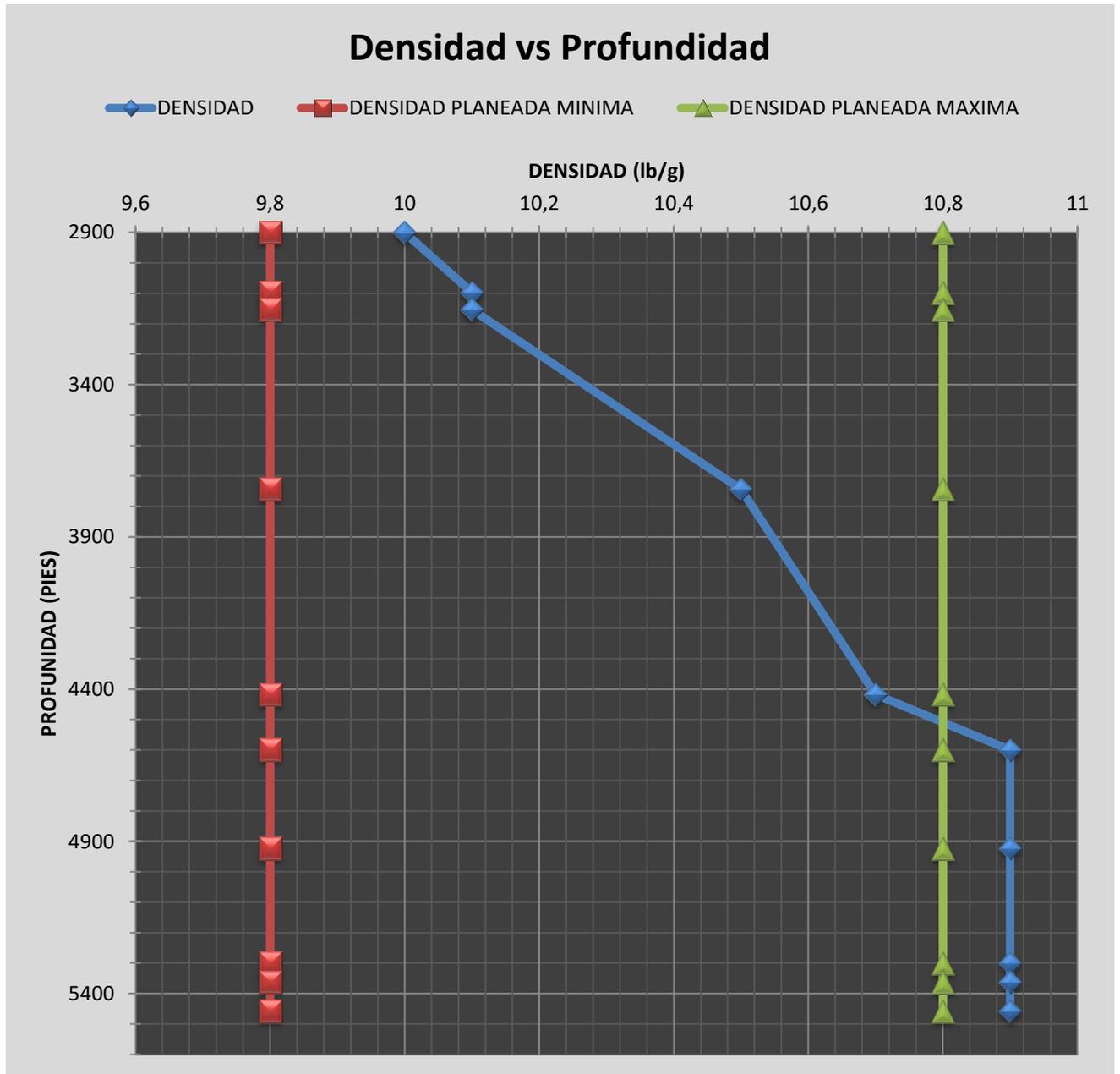
ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XIV Filtrado API



FUENTE: QMAX ECUADOR
ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

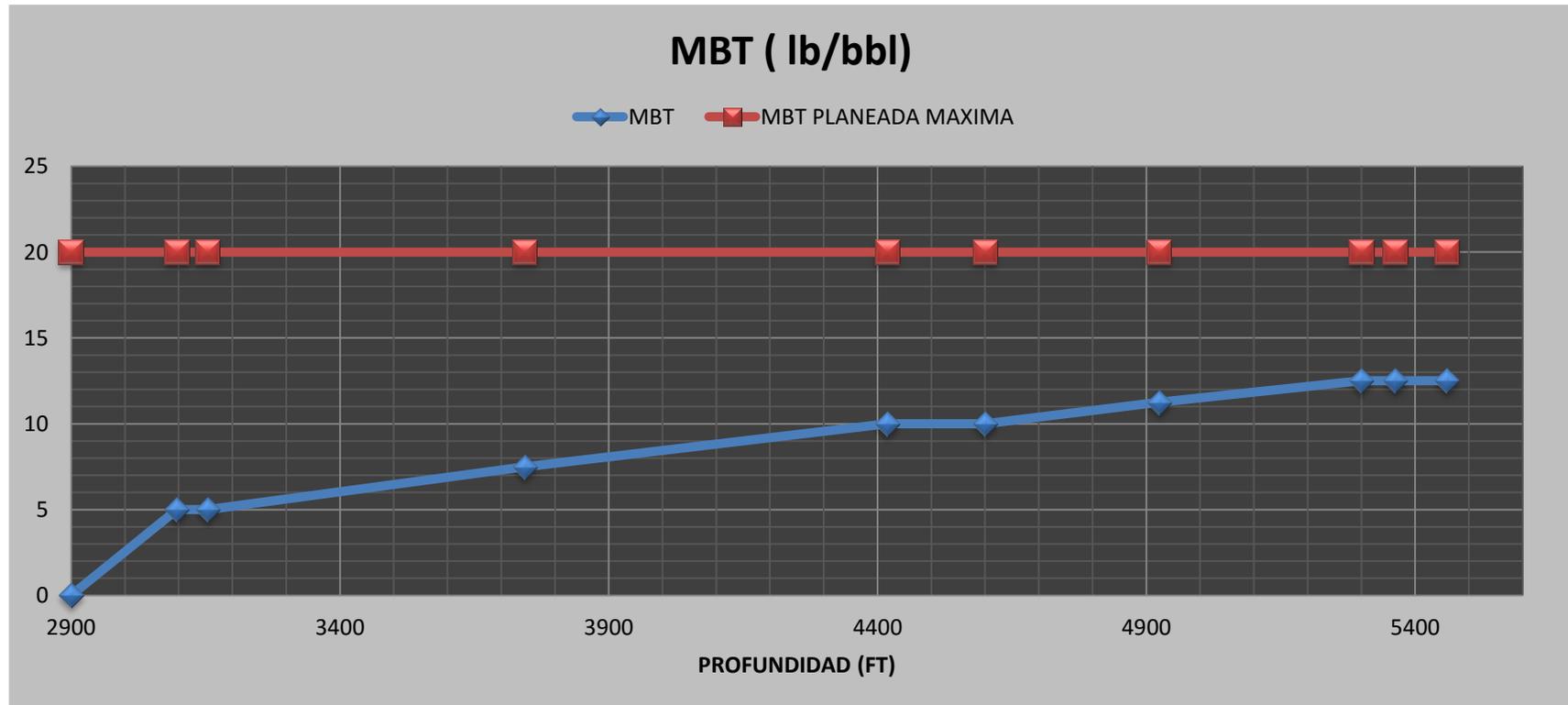
Anexo XV Densidad Vs Profundidad



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

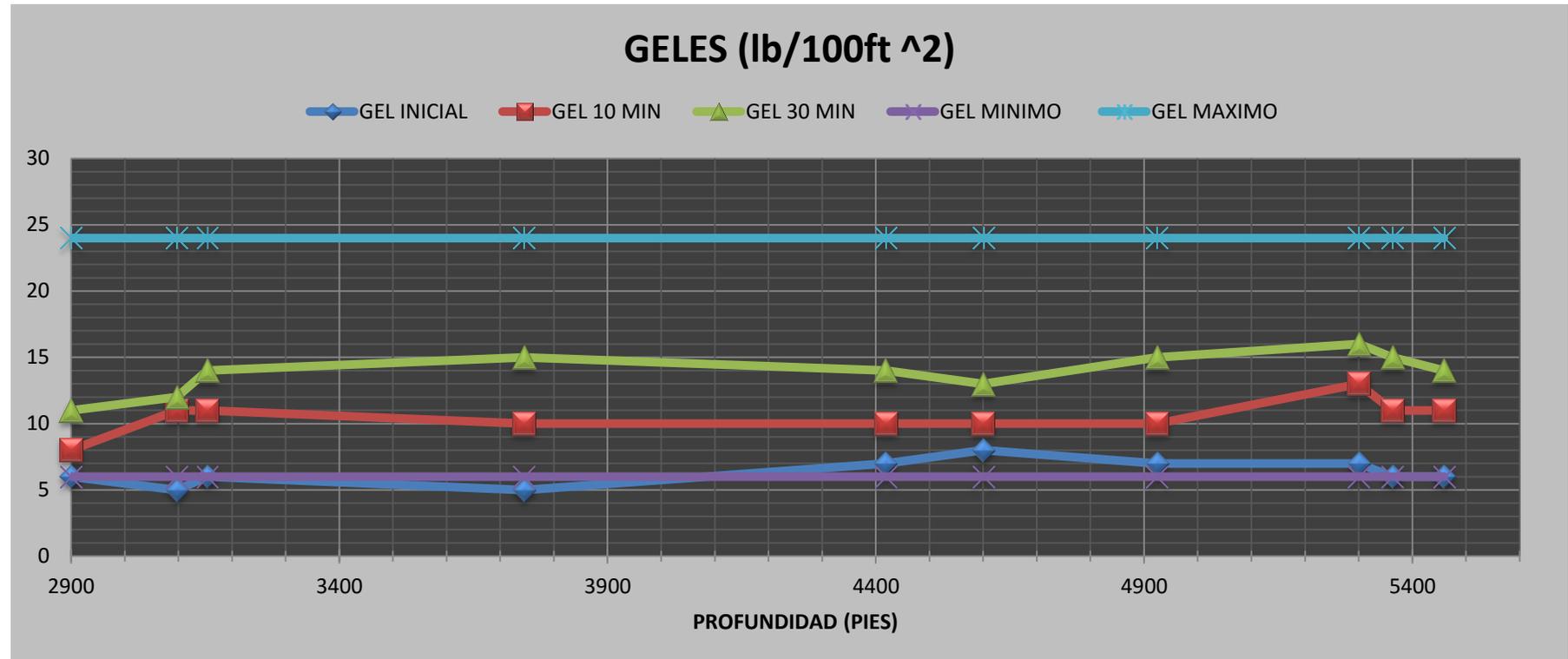
Anexo XVI MBT de Fluidos



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XVII Geles 10''/10'/30'



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XVIII Resultados D.R.X (1000´-5395´)

- Ensayo I

Formación	Muestra (ft)	% CUARZO	FELDSPATO		% Arcilla	CARBONATOS			% MOSCOVITA	% CLINOCLORO	% EPIDOTA	% PLOGOPITA	% COESITA	% ENSTATITA	% ANKERITA	% CORDIERITA	% HEULANDITA (G. ZEOLITA)	% CAOLINITA	% ILITA-MONT.
			%PI			% CALCITA	% DOLOMITA	% SIDERITA											
PUNA	1000	46	14	12	5	0	1	5	6	0	5	5	1	0	0	0	10	2	
PUNA	1220	49	9	6	9	0	1	5	2	1	1	10	3	4	0	0	5	1	
PUNA	1394	32	7	11	14	10	1	4	1	3	1	8	4	3	1	0	9	2	
PUNA	1523	43	7	12	6	8	2	2	2	3	3	7	2	2	1	0	9	3	
PUNA	1950	47	3	7	7	6	3	1	3	1	3	11	3	2	3	0	6	1	
PUNA	2430	57	6	8	3	0	1	0	3	3	1	12	1	3	2	0	6	2	
PUNA	2538	36	2	9	10	15	1	1	3	3	3	12	2	3	0	0	8	1	
PUNA	2860	67	5	5	6	0	0	3	1	2	1	8	1	1	0	0	3	2	
PUNA	3010 y 3101	52	14	10	7	0	0	4	4	0	8	0	1	0	0	0	8	2	
PUNA	3200 y 3272	32	20	14	6	0	0	7	1	3	14	0	3	0	0	0	14	0	
PUNA	3350	30	23	17	4	0	0	8	1	2	12	-	3	0	0	0	14	3	
PUNA	3500	30	23	19	5	0	0	9	1	0	10	0	3	0	0	0	15	4	
PUNA	3600	40	14	25	2	0	0	8	0	0	9	0	2	0	0	0	20	5	
PUNA	3700	35	18	18	4	0	0	9	5	0	6	0	5	0	0	0	16	2	
PUNA	3800	33	19	21	3	0	0	7	6	0	8	0	3	0	0	0	16	5	
PUNA	4003 y 4050	39	15	18	5	0	0	7	1	2	8	0	5	0	0	0	14	4	
PUNA	4400	27	24	21	3	0	0	8	2	2	13	0	2	0	0	0	14	5	
PUNA	4450	38	16	19	2	0	0	9	9	0	4	0	3	0	0	0	15	4	
PUNA	4540	64	9	10	0	0	0	4	5	0	6	0	2	0	0	0	7	3	
PUNA	4900	65	13	3	12	0	0	1	1	0	4	0	1	0	0	0	3	0	
PUNA	5000	74	10	4	3	0	0	0	4	0	3	0	2	0	0	0	3	1	
PUNA	5175	30	30	19	0	0	0	5	7	0	0	0	4	0	0	5	13	6	
PUNA	5395	46	17	14	5	0	0	6	6	0	5	0	2	0	0	0	9	4	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

- Ensayo II

	Muestra	Prof. (ft)	Roca Total (%)													Fracción Arcilla																
			Cuarzo	Feldespatos		Arcillas	Carbonatos			Ceolitas			Sulfatos				Pirita	Otros	Esmeclita		Clorita		Interestratificados				Illita/Mca		Caolinita		Impurezas	
				K	Pl		Ca	D	S	A	Cli	L	Y	An	Ba	%			Cr	%	Cr	%	Cr	CE	%	Cr	CE	%	Cr	%		Cr
Puna	1	3200 y 3272	68	Tr	12	10	5	Tr				Tr					5	60	M	10	R	20	M	NC				5	B	5	B	ab:Q es:F
	2	3350	59	2	12	22				Tr							5	55	M	10	R	15	M	NC				15	B	5	B	ab:Q es:F
	3	3600	62	Tr	16	17	Tr	Tr									5	65	M	15	R	15	M	NC				5	B	Tr		ab:Q es:F
	4	4003 y 4050	72	Tr	11	12	Tr										5	50	M	5	R	20	M	NC				15	B	10	B	ab:Q es:F
	5	4450	56	Tr	10	25	2								2	5	55	M	5	R	30	M	NC				5	B	5	B	ab:Q es:F	
	6	4540	82	Tr	6	4	3	Tr	Tr						Tr	5	35	M	10	R	20	M	NC				30	B	5	B	ab:Q es:Ca,F	
K: potásicos		Ca: calcita		Y: yeso		A: analcima		Cr: cristalinidad		MB: muy buena		M: mala		Q: cuarzo																		
Pl: plagioclasas		D: dolonita		An: anhidrita		Cli: clinoptilolita		CE: capas expansiva		B: buena		ab: abundante		F: feldespatos																		
Tr: trazas		S: siderita		Ba: baritina		L: laumontita		NC: no cuantificable		R: regular		es: escaso																				

FUENTE: QMAX ECUADOR

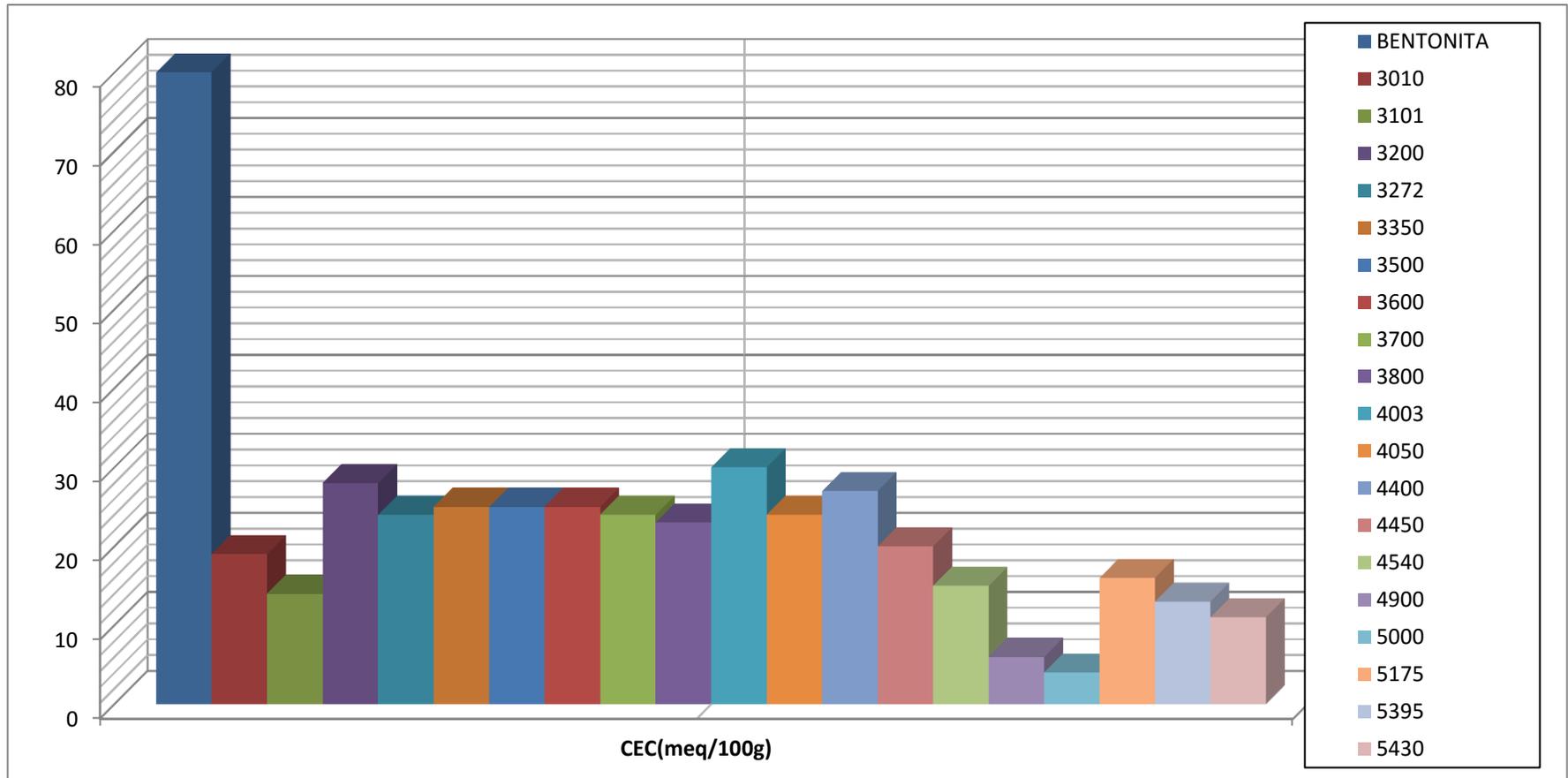
Anexo XIX Resultados del MBT de Lutitas

Formación	Profundidad (ft)	Azul de Metileno (ml)	CEC (meq/100g)
Bentonita	superficie	40	80
	3010	19	19
	3101	14	14
	3200	28	28
	3272	24	24
	3350	25	25
	3500	25	25
	3600	25	25
	3700	24	24
	Puna	3800	23
4003		30	30
4050		24	24
4400		27	27
4450		20	20
4540		15	15
4900		6	6
5000		4	4
5175		16	16
5395		13	13
5430	11	11	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XX C.E.C de la Bentonita y Lutitas de la Formación Puna



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

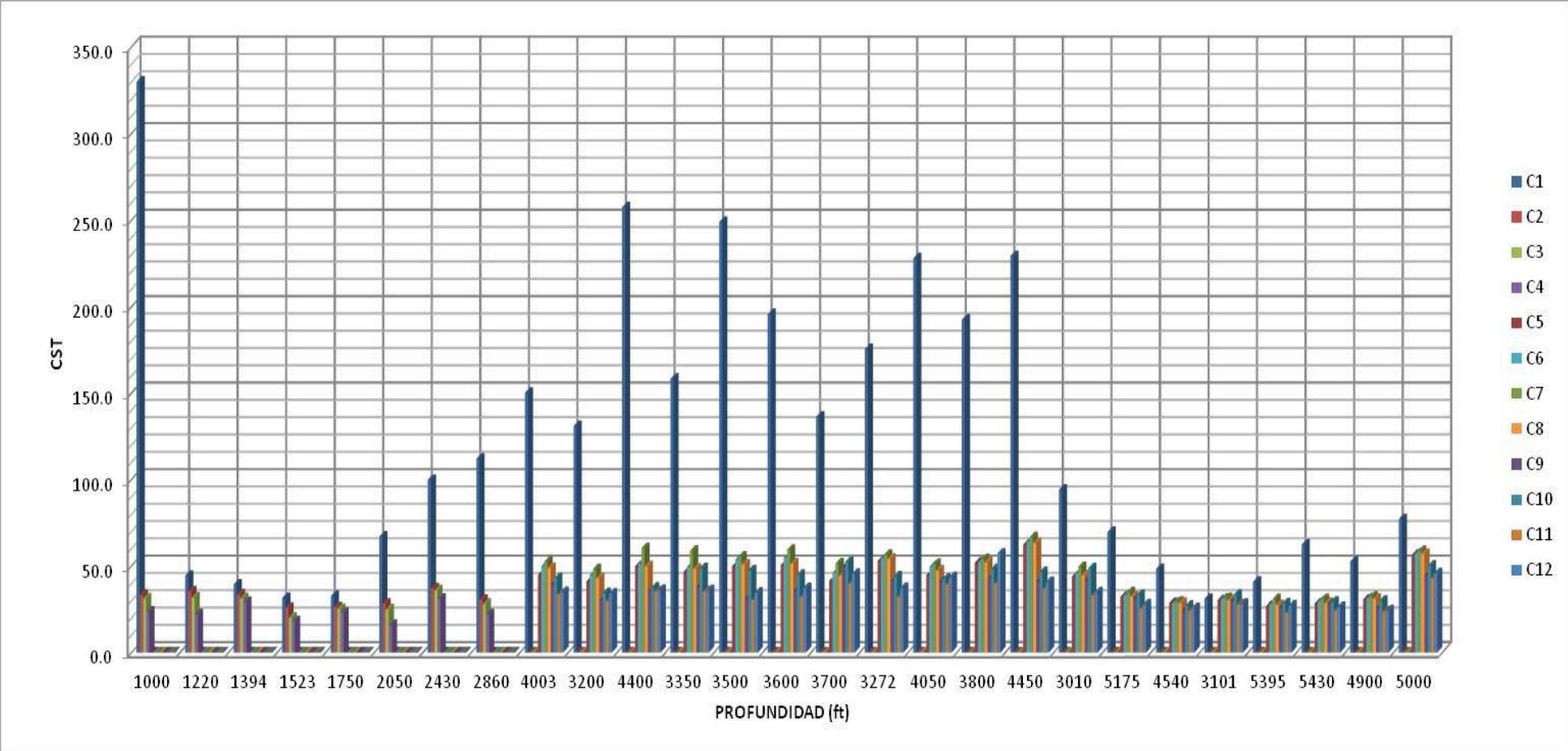
Anexo XXI Resultados C.S.T de Lutitas

DESCRIPCION										RESULTADOS DE CST (s)																		
CEC (meq/100g)		-	-	-	-	-	-	-	-	30	28	27	25	25	25	24	24	24	23	20	16	16	15	13	11	10	6	4
PROFUNDIDADES (ft)		1000	1220	1394	1523	1750	2050	2430	2860	4003	3200	4400	3350	3500	3600	3700	3272	4050	3800	4450	3010	5175	4540	3101	5395	5430	4900	5000
blanco	C1	329.9	44.2	39.1	31.3	32.6	66.9	99.6	111.9	150	130.7	257.2	158.2	248.7	195.5	136.1	175.3	227.8	192.3	228.9	93.9	69.5	48.1	30.8	40.7	62.2	52.4	76.9
(36000 ppm k)	C2	33.1	35.2	33.5	25.7	26.1	28.0	36.9	30.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(42000 ppm k)	C3	31.1	31.6	31.2	20.0	25.1	24.8	35.9	28.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(48000 ppm k)	C4	23.5	21.9	29.0	17.9	23.0	15.8	31.0	21.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(32000 ppm k)	C5	-	-	-	-	-	-	-	-	44.8	40.8	49.5	46.4	49.7	50.4	41.3	52.7	44.44	51.7	62.3	43.8	32.2	28.4	30	26.7	28	30.4	56.3
(28000 ppm k)	C6	-	-	-	-	-	-	-	-	49.6	44.5	51.2	49.2	53.6	54.7	45.9	54.4	49.5	52.3	64.1	45.6	33.1	28.7	30.9	27.8	29.3	31.3	57.2
(22000 ppm k)	C7	-	-	-	-	-	-	-	-	52.5	48	60.3	58.7	55.3	59.3	51.3	56.3	51.1	53.8	66.5	49.3	34.7	29.2	31.3	30.7	30.8	32.2	58.6
(28000ppm k + 0.02 gal/bbl maxdrill)	C8	-	-	-	-	-	-	-	-	48.7	42.9	49.7	48.3	50.8	51.3	44.3	54.1	47.3	52	63.1	44.5	32.3	28.6	30.2	27.3	28.6	30.9	56.9
(32000 ppmk + 0,2 gal/bbl maxdrill)	C9	-	-	-	-	-	-	-	-	39.1	30.1	35.5	37.8	31.2	35.8	49.4	41.3	41	42.9	41.1	41.8	30.9	24.2	29.7	25.9	28.1	25.5	44.6
(22000 ppmk + 0,2 gal/bbl maxdrill)	C10	-	-	-	-	-	-	-	-	42.8	34.1	37.3	48.6	47.3	44.9	52.2	43.9	42.4	48.1	46.3	48.5	33.1	26.8	33.4	28.3	29.3	29.8	50.1
(32000 ppmk + 0,3 gal/bbl maxdrill)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-	33.6	29.4	35.1	35.2	30.3	32	39.6	32	39.2	39.9	36.7	33	25.3	24.1	27.7	22.8	24.1	23.5	42.9
(22000 ppmk + 0,3 gal/bbl maxdrill)	C12	-	-	-	-	-	-	-	-	34.8	34	36	35.9	34.5	37.1	45.3	37.2	43.5	57.1	40.6	34.6	27.8	25.5	28.1	27	26.2	24.3	45.7

FUENTE: QMAX ECUADOR

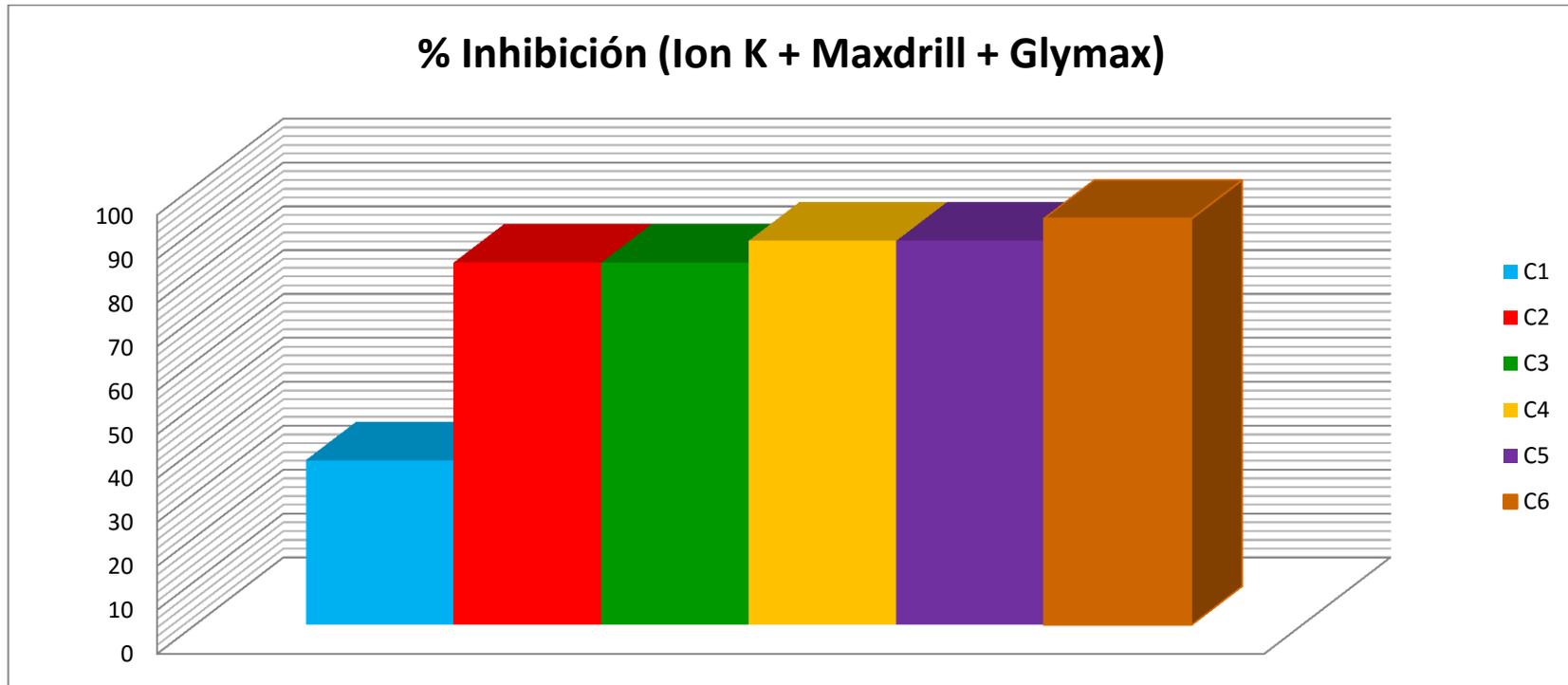
ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXII C.S.T con Distintas Concentraciones de Inhibidor



FUENTE: QMAX ECUADOR
ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

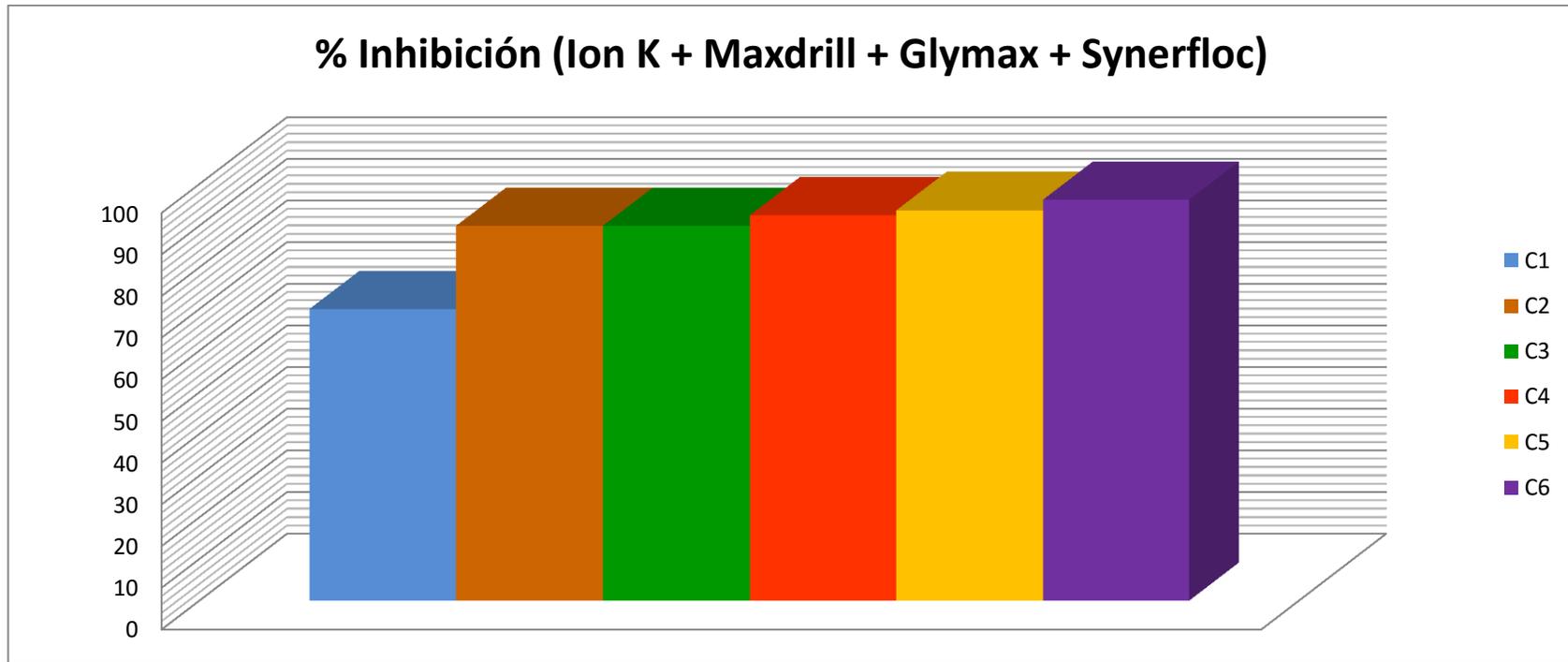
Anexo XXIII Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax)



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXIV Porcentaje de Inhibición (Ion K + Maxdrill + Glymax + Synerfloc)



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

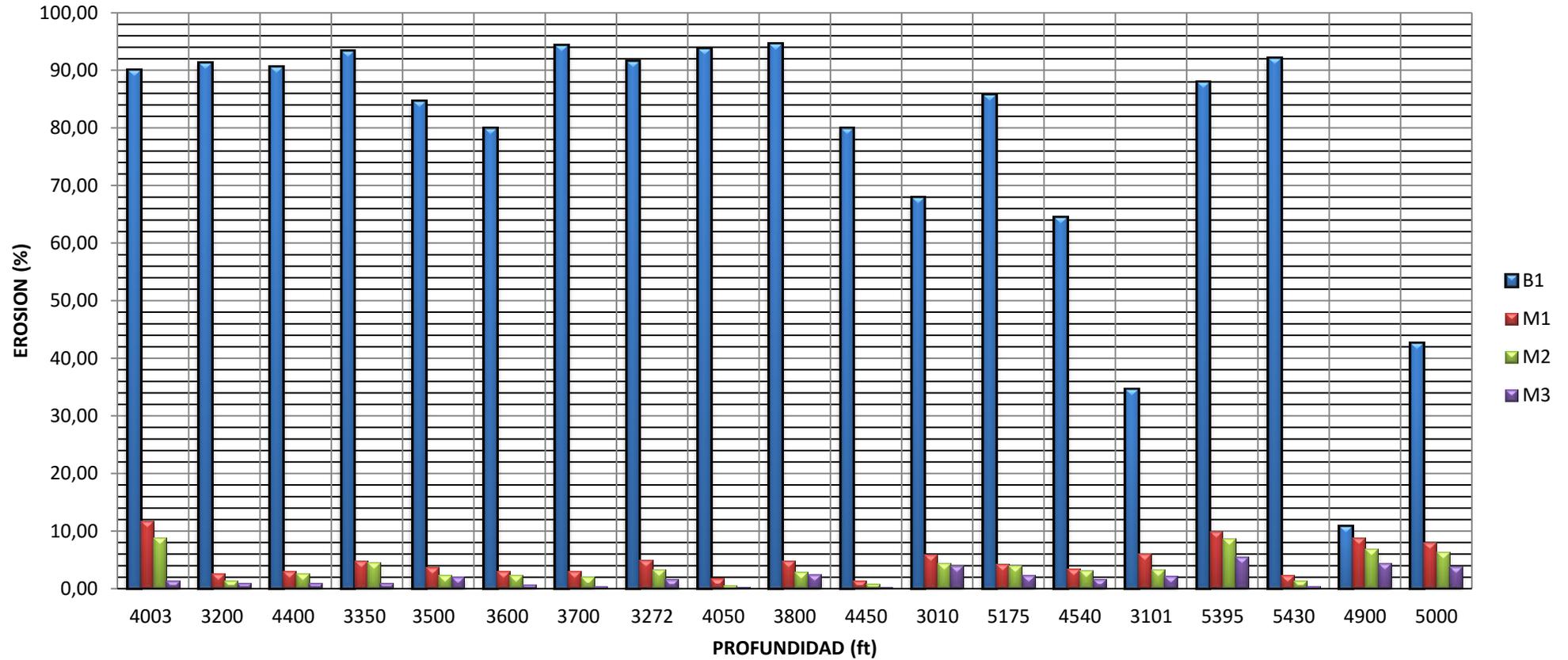
Anexo XXV Resultados de Erosión de Lutitas

DESCRIPCION		RESULTADOS DE EROSION (%)																		
Profundidad (ft)		4003	3200	4400	3350	3500	3600	3700	3272	4050	3800	4450	3010	5175	4540	3101	5395	5430	4900	5000
BLANCO	B1	90.00	91.33	90.57	93.33	84.67	80.04	94.34	91.67	93.83	94.62	80.07	67.96	85.84	64.52	34.64	87.99	92.10	10.88	42.71
32000 ppm K + 0.3 gal/bbl Maxdrill + 0.5% Glymax	M1	11.75	2.68	3.05	4.82	3.71	3.03	3.02	4.93	1.71	4.88	1.34	5.87	4.26	3.45	6.03	9.87	2.30	8.79	8.07
32000 ppm K + 0.3 gal/bbl Maxdrill + 1% Glymax	M2	8.82	1.41	2.65	4.59	2.37	2.35	1.98	3.37	0.58	2.84	0.76	4.46	3.99	3.13	3.31	8.67	1.37	6.97	6.32
32000 ppm K + 0.3 gal/bbl Maxdrill + 1.5% Glymax	M3	1.42	0.95	0.92	0.89	2.04	0.69	0.35	1.60	0.31	2.44	0.24	3.96	2.29	1.66	2.15	5.57	0.41	4.45	3.81

FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ.

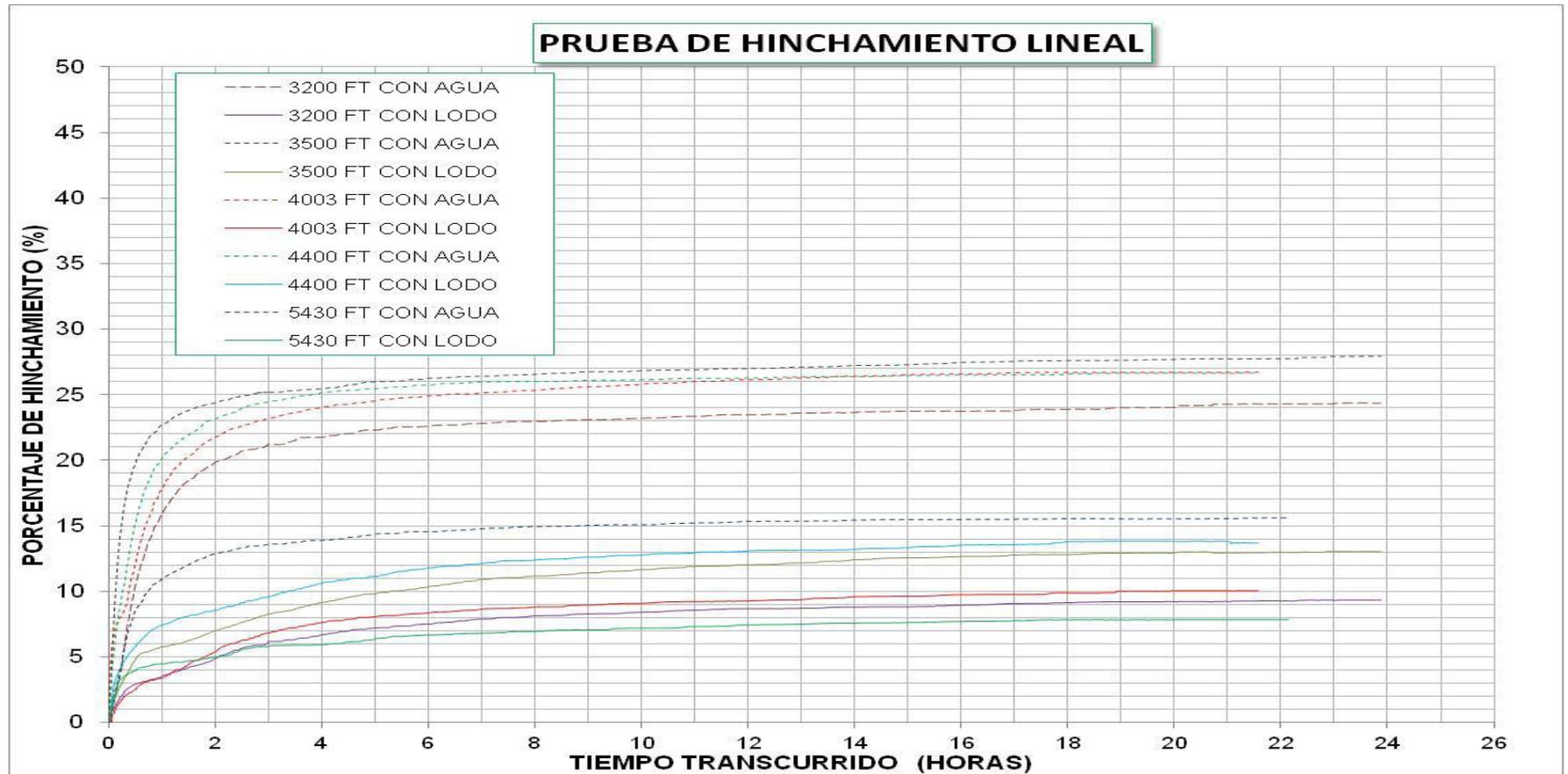
Anexo XXVI Erosión a distintas concentraciones de inhibidor



FUENTE: QMAX ECUADOR

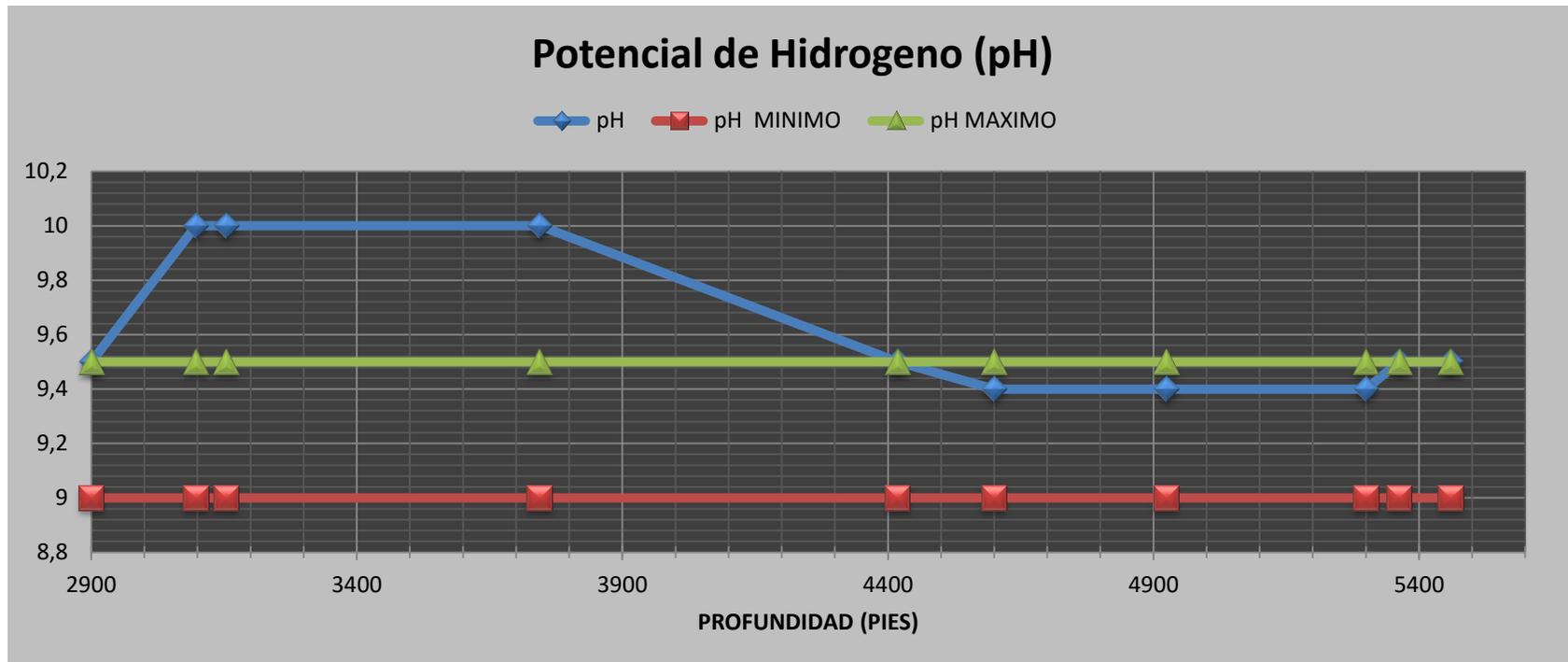
ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXVII Resultados de Hinchamiento Lineal de Lutitas Reactivas



FUENTE: QMAX ECUADOR

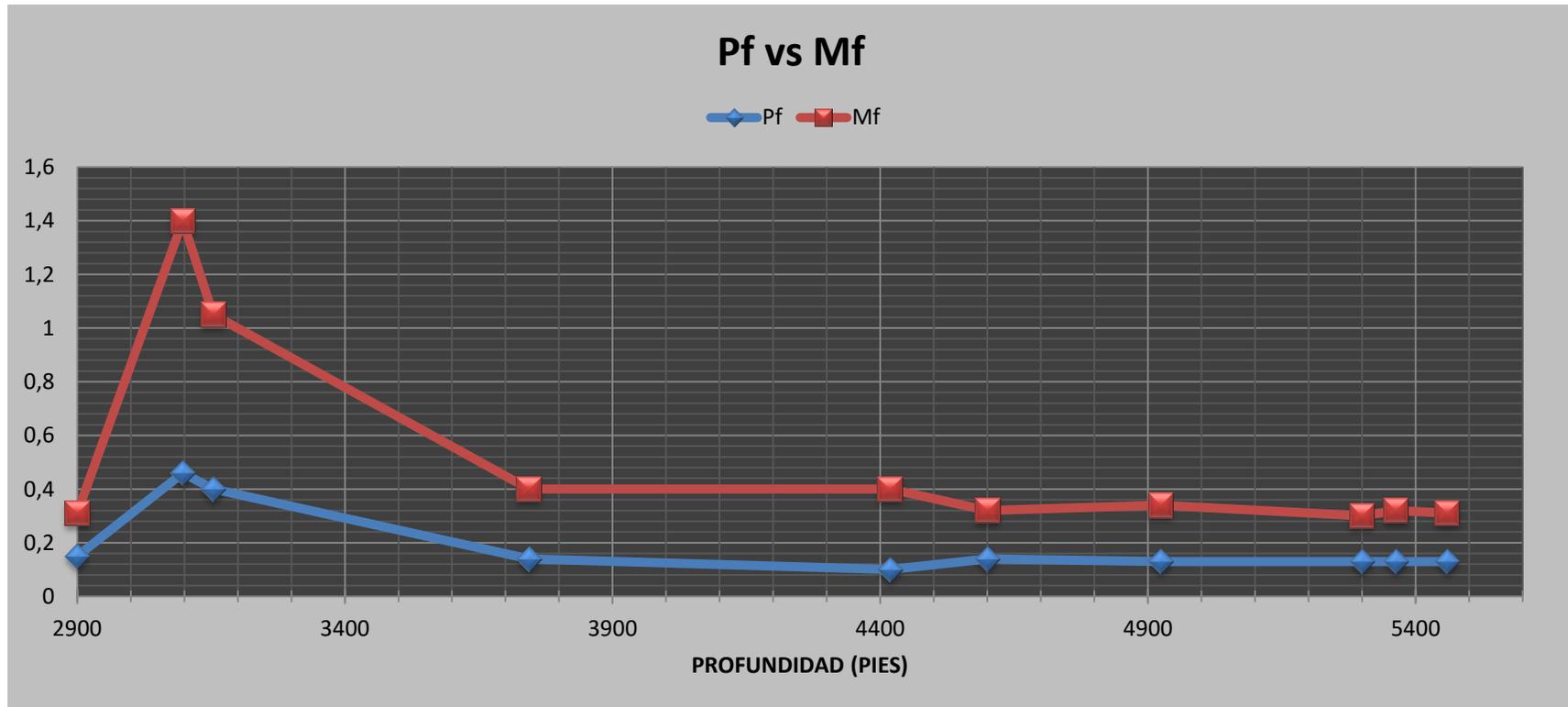
Anexo XXVIII Potencial de Hidrogeno (pH)



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

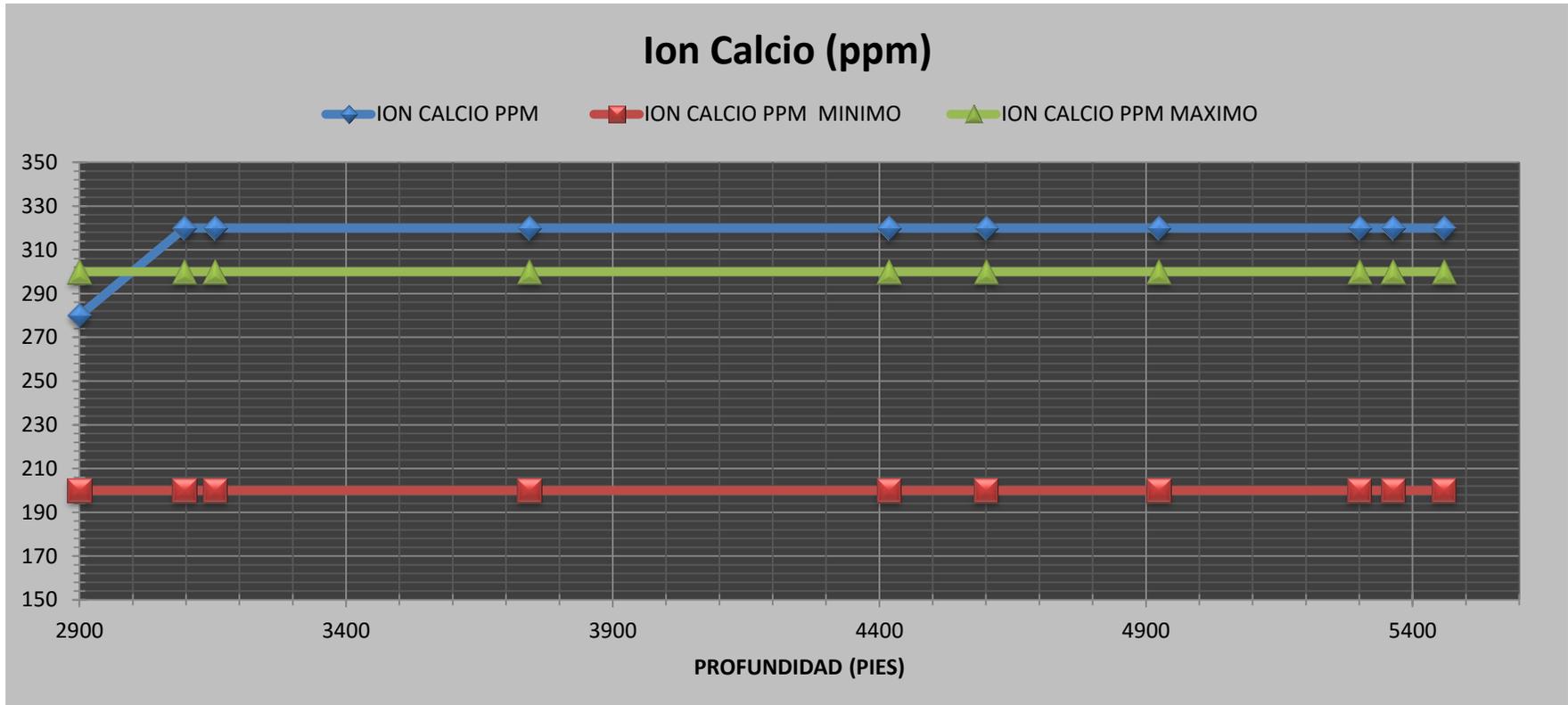
Anexo XXIX Alcalinidad Pf y Mf



FUENTE: QMAX ECUADOR.

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

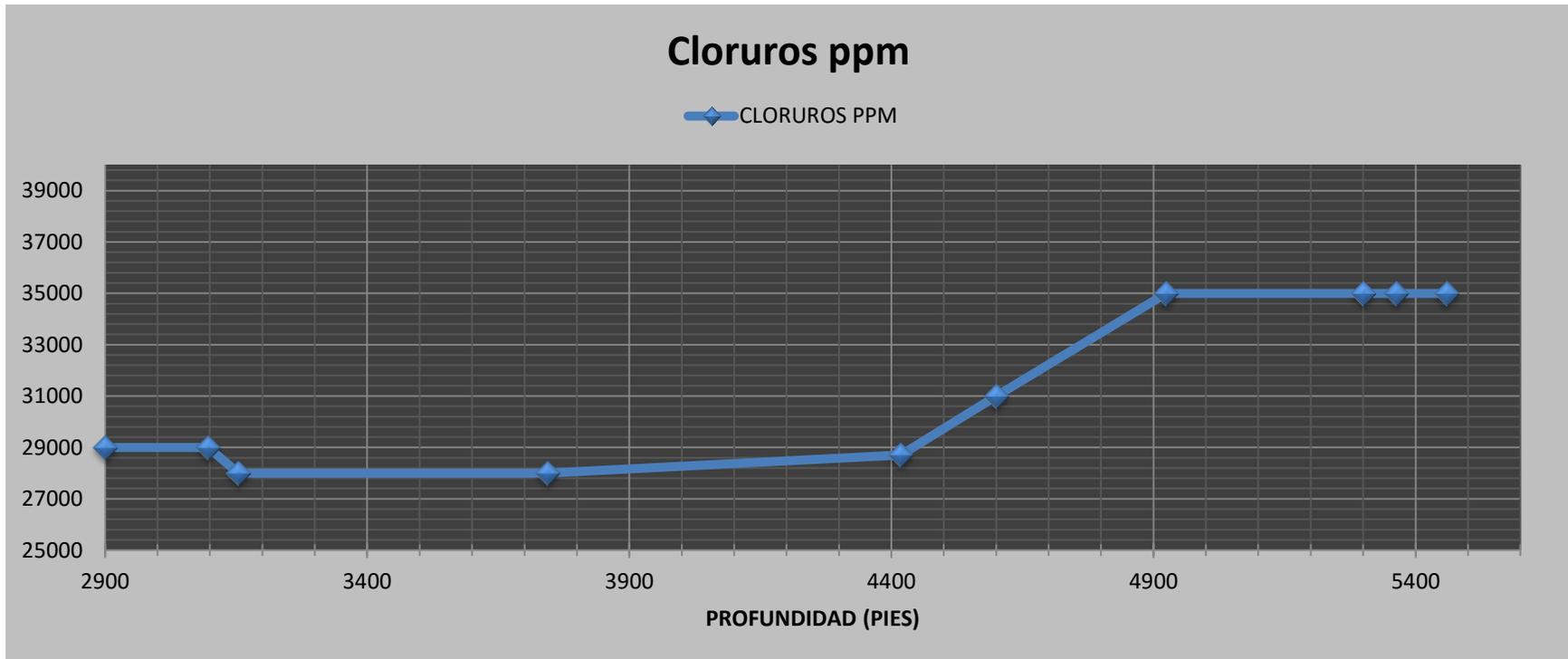
Anexo XXX Ion Calcio (ppm)



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXXI Cloruros (ppm)



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXXII Litología de la formación Puna Pozo Amistad 10

FORMACION	Intervalo	DESCRIPCION
PUNA	201 ft a 5459 ft.	<p>Compuesto principalmente de areniscas con niveles de limolita, arcillolita, niveles de carbón en la base y trazas de fragmentos de fósiles. Arcillolita: gris verdosa, gris, suave, blocosa a irregular, textura terrosa a cerosa, no calcárea. Limolita: gris, gris verdoso, gris oscura, suave a moderadamente dura, blocosa a irregular, textura terrosa, no calcárea, ocasionalmente con inclusiones de glauconita. En partes gradando a arenisca de grano muy fino. Arenisca: Cuarzosa, hialina, Blanca, transparente a translúcida, suelta, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, sub-redondeado a sub-angular, pobre selección, no visible matriz, no visible cemento, no visible porosidad. Con fragmento líticos color negro, ocasionalmente con inclusiones glauconita, mica, pirita. Sin manifestaciones de hidrocarburos.</p>

FUENTE: QMAX ECUADOR.

Anexo XXXIII Esquema del reporte de análisis de las muestras de agua de la descarga líquida y la inmisión

Descarga Líquida					
ROTULACION DE LA MUESTRA		Valor limite permisible Tabla 4a RAOHE	Valor limite permisible Tabla 4a RAOHE Anual	Destino de Descarga	Método Adaptado de referencia
FECHA DE MUESTREO					
Parametros Generales:					
Potencial de hidrogeno		5<pH<9	5<pH<9	TODOS	EPA 9045D
Solidos Totales mg/l		<1700	<1500	TODOS	SM 2540 D
Conductividad electrica (µS/cm)		<2500	<2000	CONTINENTE	EPA 9040A
Parametros Organicos:					
Hidrocarburos totales mg/l		<20	<15	CONTINENTE	EPA 8015 D(CG-FID)
Hidrocarburos totales mg/l		<30	<20	MAR ABIERTO	EPA 8015 D(CG-FID)
Demanda quimica de oxigeno mg/l		<120	<80	CONTINENTE	EPA 5220 D
Demanda quimica de oxigeno mg/l		<350	<300	MAR ABIERTO	EPA 5220 D
Fenoles mg/l		<0.15	<0.10	TODOS	EPA 8041
Metales:					
Bario mg/l		<5	<3	TODOS	EPA 6020 A
Cromo (total) mg/l		<0.5	<0.4	TODOS	EPA 6020 A
Plomo mg/l		<0.5	<0.4	TODOS	EPA 6020 A
Vanadio mg/l		<1	<0.8	TODOS	EPA 6020 A
Nitrogeno global mg/l		<20	<15	TODOS	EPA 6020 A
Inmisión					
ROTULACION DE LA MUESTRA		Valor limite permisible Tabla 4a RAOHE	Valor limite permisible Tabla 4a RAOHE Anual	Destino de Descarga	Método Adaptado de referencia
FECHA DE MUESTREO					
Parametro Generales:					
Temperatura °C		+ 3°C		GENERAL	
Potencial de hidrogeno		6<pH<8	6<pH<8	GENERAL	EPA 9045D
Conductividad electrica (µS/cm)		<170	<120	CONTINENTE	EPA 9040A
Parametros Organicos					
Hidrocarburos totales (mg/l)		<0.5	<0.3	GENERAL	EPA 8015 D(CG-FID)
Demanda quimica de oxigeno (mg/l)		<30	<20	GENERAL	EPA 5220 D
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS (HAPs) (mg/l)					
		<0.0003	<0.0002	GENERAL	EPA 8270D

Fuente: QMAX ECUADOR

Elaborado por: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Anexo XXXIV Esquema del reporte de análisis de los rípios.

ROTULACION DE LA MUESTRA		Valor limite permisible Tabla 7 RAOHE sin permeabilidad de la base	Valor limite permisible Tabla 7 RAOHE sin permeabilidad de la base	Método Adaptado de referencia
FECHA DE MUESTREO				
Extracción acuosa 2:1				
pH		6<pH<9	4<pH<12	EPA 9045D
Conductividad (µS/cm)		4000	8000	EPA 9040A
ENSAYO DE LIXIVIACION:				
Bario mg/l		<5	<10	EPA 6020 A
Cadmio mg/l		<0.05	<0.5	EPA 6020 A
Cromo mg/l		<1	<10	EPA 6020 A
Vanadio mg/l		<0.2	<2	EPA 6020 A
Hidrocarburos totales mg/l		<1	<50	EPA 8015 D(CG-FID)
HIDROCARBUROS AROMATICOS POLICICLICOS:				
Fluoranteno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D
Benzo (b) fluoranteno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D
Benzo (k) fluoranteno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D
Benzo(a)pireno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D
Indeno (1,2,3,-c,d)pireno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D
Benzo(g,h,i)perileno mg/l		<0.003	<0.005	EPA 8270D

Fuente: QMAX ECUADOR

Elaborado por: JOSÉ FLORES / RONNY MÉNDEZ

Bibliografía

1. 1215, D. N. (2001). Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. Quito: Registro oficial N° 265.
2. Arco, I. N. (2003). GEOLOGIA DEL ECUADOR. Guayaquil: 1.
3. Barrios, E. G. (s.f.). LAS ARCILLAS: PROPIEDADES Y USOS. Recuperado el 23 de Noviembre de 2013, de <http://www.uclm.es/users/higuera/yymm/arcillas.htm#propfq>
4. D., I. I. (1988). Evaluación de Reservas del Campo Amistad. Guayaquil: Subgerencia Regional Guayaquil, División de Producción.
5. INTEMPERISMO O METEORIZACION. En I. DUQUE, MANUAL DE GEOLOGIA PARA INGENIEROS (págs. 153-154).
6. Garcia, & Bravo. (2011). Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de Gas del Campo Amistad. Guayaquil.
7. (December 1975.). Geologic Report of the Amistad Field Gulf of Guayaquil.
8. HALLIBURTON. Manual de fluidos BAROID.
9. Hidrocarburos), I. G. (2007). POTENCIALIDAD DEL GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA REPÚBLICA DEL ECUADOR. Medellín : 1.
10. MI-SWACO. Química Básica. En Folleto MI-SWACO.

11. Moran, M. G. (2010). Calculo de Volumen del Campo Amistad. Investigacion Pregrado, Guayaquil.
12. PETROECUADOR, E. (2012). EP PETROECUADOR INICIARÀ LA PERFORACIÒN DEL PRIMER POZO. Informe tecnico, QUITO.
13. Puente, I. d. Curso basico de fluidos de perforaciòn . Quito.
14. Q Max S.A. (2013).
15. Q Max SA. (2004). Manual Fluidos. Veracruz.
16. Rubio, A. (s.f.). UNIDAD DOCENTE DE EDAFOLOGÍA Y ECOLOGÍA. Recuperado el 11 de OCTUBRE de 2013, de <http://www2.montes.upm.es/Dptos/DptoSilvopascicultura/Edafologia/aplicaciones/GUIA%20MINERALES/Manual/Filosilicatos.html>
17. S.A, Q. E. (2005). Procedimiento para Analisis de Laboratorio del Agua Residual de Perforaciòn . Quito.
18. S.A., Q. E. (2002). Metodos de Laboratorio para Analisis de Sólidos de Perforacion . Quito.
19. Schlumberger. (2013). Introduccion a los fluidos de perforacion . QUITO.
20. WEATHERFORD. (2013). Master Log. Quito.