



**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO**

**Colegio de Ciencias e Ingeniería**

**Diseño de un sistema de tanques de mezcla para fluidos de perforación petrolera en base al estudio de arcillas del Pozo SE01**

**Paola Andrea Benavides Bravo**

**Marcelo Albuja, M.Sc., Director de Tesis**

Tesis de Grado presentada como requisito para la obtención del título de Ingeniera Química

Quito, mayo de 2014

**Universidad San Francisco de Quito**

**Colegio de Ciencias e Ingeniería**

**HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS**

**Diseño de un sistema de tanques de mezcla para fluidos de perforación  
petrolera en base al estudio de arcillas del Pozo SE01**

**PAOLA ANDREA BENAVIDES BRAVO**

Marcelo Albuja, M.Sc.  
Director de Tesis

---

Alexis Hidrobo, PhD.  
Miembro del Comité de Tesis

---

César León, Ing.  
Miembro del Comité de Tesis

---

Carlos Fabara, M.Sc.  
Director del programa

---

Ximena Córdova, PhD.  
Decana de la Escuela de Ingeniería  
Colegio de Ciencias e Ingeniería

---

**Quito, mayo de 2014**

## © DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad San Francisco de Quito y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la Política.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma: \_\_\_\_\_

Nombre: Paola Andrea Benavides Bravo

C. I.: 1715154033

Fecha: Quito, mayo de 2014

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar este proyecto a mis padres que me han apoyado durante toda mi vida y carrera. En especial a mi mamá por ser la persona más importante para mí, que con su guía, apoyo, amor y dedicación me ha impulsado a seguir adelante. Finalmente, y no por eso menos importantes, agradezco a mis hermanos por ser personas excepcionales, inteligentes y de gran calidad humana.

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al departamento de Química e Ingeniería Química de la Universidad San Francisco de Quito por todos los conocimientos entregados durante estos años de carrera.

En especial A Marcelo Albuja, Director de tesis, gracias por su apoyo. A César León gracias por su guía y su experiencia entregada en cada momento que lo necesitaba. A Alexis Hidrobo por ser una excelente persona, mentor y gran apoyo durante toda mi carrera.

A Carlos Fabara, M.Sc., Director del departamento de Química e Ingeniería química por su paciencia, guía y apoyo impartidos durante toda mi carrera.

Agradezco a toda mi familia en especial a mi mamá por ser mi soporte y mi impulso para seguir adelante. A mis amigos y compañeros, particularmente, agradezco a María Fernanda Cruz y Danny Ron por hacer de mi experiencia universitaria algo muy especial.

Finalmente, A La empresa “Schlumberger”, en especial al segmento MI- Swaco, el cual me permitió realizar la investigación sobre las arcillas en el pozo SE01.

## RESUMEN

Este proyecto de tesis se divide en dos partes: la primera, trata el estudio de arcillas para proponer el fluido más óptimo que facilite la perforación. La segunda, trata el diseño de tanques de mezcla adecuado para el fluido seleccionado.

El estudio de arcillas consistió en: la obtención y caracterización de muestras, formulación del fluido de perforación con diferentes inhibidores, Pruebas de laboratorio para analizar el comportamiento de los fluidos propuestos al estar en contacto con las arcillas. Comparar resultados y definir la formulación más óptima. Denominada como “P<sub>j</sub>” que dio los valores de hinchamiento y dispersión de arcillas más bajos.

En la segunda parte se determinó el sistema adecuado de mezcla, el cual consiste en tres tanques con capacidad de 80 metros cúbicos, con un agitador de tipo turbina de paletas inclinadas en 45 grados, cuyo diámetro es de 1,5 metros. Se calcula que el motor debe tener una potencia de 12 kW. Además, se recomienda que el motor sea eléctrico por su mayor eficiencia y también como material de construcción adecuado se recomienda al acero ASTM-A36. Finalmente, se realiza una simulación por medio de un software de diseño, para evaluar la resistencia del tanque a la presión hidrostática.

## ABSTRACT

This thesis project is divided into two parts: the first deals with the study of clays to propose the optimal fluid to facilitate oil drilling. The second is the design of suitable mixing tanks for the selected fluid.

The study of clays consisted in: preparation and characterization of the samples, drilling fluid formulation with different inhibitors, laboratory tests to analyze the behavior of fluids with the clays. Compare results and define the optimal formulation. Named " Pj " which gave values of swelling and dispersion of clays lower .

In the second part propose the design of the right mixing system, which consists of three tanks with a capacity of 80 cubic meters, with a pitchet blade turbine stirrer, which diameter is 1.5 meters and also estimate that the motor must have a power of 12 kW. It is also recommended the use of electric motor which has higher efficiency and also as suitable construction material is recommended to ASTM -A36 steel. Finally, a simulation is performed in a design software, to evaluate the tank resistance to hydrostatic pressure.

## Tabla de Contenido

RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	8
Índice de Tablas .....	12
Índice de Figuras .....	14
Índice de Gráficas .....	16
Nomenclatura .....	17
Capítulo 1: Introducción.....	18
1.1    Antecedentes .....	18
1.2    Locación del proyecto .....	19
1.3    Justificación e importancia del proyecto .....	20
1.4    Objetivos. ....	20
1.4.1    Generales.....	21
1.4.2    Específicos .....	21
1.5    Descripción general de la tesis. ....	21
1.5.1    Estudio de arcillas. ....	21
1.5.2    Diseño de tanque de mezcla. ....	22
Capítulo 2: Fundamentos teóricos.....	23
2.1    Petróleo: ¿Qué es y donde se encuentra? .....	23
2.2    Litología del campo de perforación .....	27
2.3    Química de las arcillas .....	34
2.4    ¿Cómo se realiza una perforación petrolera? .....	39
2.4.1    Fluidos de perforación.....	39
2.5    Fundamentos de diseño .....	42
2.5.1    Conceptos básicos .....	42
2.5.2    Tanques de mezcla .....	44
2.5.3    Agitadores .....	46
Capítulo 3: Estudio de arcillas .....	58
3.1    Obtención de muestras .....	58
3.2    Formulación base de fluido de perforación.....	59
3.3    Pruebas de laboratorio .....	64
3.3.1    Prueba azul de metileno .....	64

	10
3.3.2 Prueba de hinchamiento lineal. ....	66
3.3.3 Prueba de dispersión de arcillas .....	69
3.3.4 Prueba de tiempo de succión capilar .....	71
3.4 Resultados de la pruebas .....	73
3.4.1 Curva de reactividad del campo en estudio.....	73
3.4.1.1 Análisis de muestras más reactivas. ....	76
3.4.2 Resultados del hinchamiento lineal e índice de rendimiento. ....	76
3.4.3 Resultados de la prueba de dispersión.....	79
3.4.4 Resultados de la prueba de succión capilar .....	81
3.5 Análisis de los resultados .....	82
3.6 Elección del fluido más óptimo.....	84
3.6.1 Propiedades físico-químicas del fluido seleccionado.....	84
Capítulo 4: Metodología del diseño .....	86
4.1 Unidades norteamericanas.....	86
4.1.1 Factores de conversión .....	86
4.2 Cálculos básicos .....	87
4.2.1 Cálculo del volumen de la perforación.....	87
4.2.2 Cálculo del volumen de perforación .....	92
4.3 Criterios de diseño.....	94
4.3.1 Factores de seguridad .....	94
4.3.2 Transporte del equipo a locación.....	94
Capítulo 5: Diseño.....	95
5.1 Capacidad del tanque .....	95
5.1.1 Forma y dimensionamiento del tanque o el sistema de tanques.....	95
5.2 Dimensionamiento del agitador .....	102
5.2.1 Elección del tipo de agitador .....	102
5.2.2 Agitador elegido.....	106
5.3.2 Diseño del agitador.....	107
5.3.3 Dimensionamiento de placas deflectoras .....	108
5.4 Cálculo de número de Reynolds.....	109
5.5 Cálculo de altura del líquido .....	109
5.5 Longitud del brazo del agitador: .....	110

5.7 Cálculo del diámetro del agitador .....	110
5.8 Distancia entre el fondo del tanque y la paleta.....	111
5.9 Potencia del motor.....	111
5.10 Simulación de la resistencia del tanque por medio de software de diseño.....	112
5.10.1 Estudio de tensiones en el tanque de Von mises.....	114
5.10.2 Estudio de deformación del tanque por la presión ejercida.....	115
Capítulo 6: Conclusiones y Recomendaciones .....	116
6.1 Conclusiones .....	116
6.1.1 Conclusiones sobre el “Estudio de arcillas”.....	116
6.1.2 Conclusiones sobre el “Diseño del sistema de mezcla” .....	117
6.2 Recomendaciones.....	119
6.2.1 Estudio de arcillas .....	119
6.2.2 Diseño del tanque.....	119
Capítulo 7: Referencias .....	120
7.1 Bibliografía .....	120
7.2 Anexos.....	123
Anexo A: Fotografías de las pruebas de laboratorio .....	123
A1. Pruebas de índice de rendimiento.....	123
A2. Prueba de dispersión.....	124
A3. Prueba de tiempo de succión capilar .....	125
Anexo B .....	126
B1 Motor agitador .....	126
Anexo C: Planos del sistema de tanques de mezcla.....	126

## Índice de Tablas

Tabla 1: Litología del Campo SE01 - Sección 16 pulgadas. (Schlumberger , 2013).....	27
Tabla 2: Litología del Campo SE01 - Sección 12,25 pulgadas. (Schlumberger , 2013).....	30
Tabla 3: Litología del Campo SE01 - Sección 8.5 pulgadas. (Schlumberger , 2013).....	33
Tabla 4: Capacidad de intercambio catiónico de los tipos de arcillas. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013).....	35
Tabla 5: Formulación base de un fluido de perforación con muestras de SE-01 .....	60
Tabla 6: Variaciones en la concentración de inhibidores (Parte experimental) .....	61
Tabla 7: Valoración del índice de rendimiento (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	69
Tabla 8: Profundidad de las muestras con su correspondiente reactividad .....	74
Tabla 9: Informe de difracción de rayos x para las muestras más reactivas del pozo SE-01. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	76
Tabla 10: Resultados de la prueba de hinchamiento lineal de arcillas. ....	77
Tabla 11: Resultados de la prueba de índice de rendimiento. ....	78
Tabla 12: Prueba de dispersión de arcilla.....	79
Tabla 13: Resultados de la prueba de succión capilar.....	81
Tabla 14: Observaciones de los resultados de las pruebas de laboratorio.....	82
Tabla 15: Conclusiones parciales del Estudio de Arcillas .....	83
Tabla 16: Propiedades del fluido elegido.....	84
Tabla 17: Unidades Americanas .....	86
Tabla 18: Factores de conversión.....	86
Tabla 19: Volumen del pozo sin columna de perforación.....	90
Tabla 20: Volumen de la Columna de perforación .....	90
Tabla 21: Calculo del volumen anular del pozo.....	92
Tabla 22: Datos de consumo de lodo por pie de perforación (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	93
Tabla 23: Calculo del volumen de preparación de lodo por sección de perforación.....	93
Tabla 24: Dimensiones del transporte del tanque (Articulo de pesos y medidas de transporte pesado en Ecuador, 2011) .....	94
Tabla 25: Dimensiones del Tanque de agitación rectangular.....	96
Tabla 26: Cálculo del diámetro para tanques cilíndricos .....	97
Tabla 27: Mejores opciones de diseño de tanques cilíndricos .....	99
Tabla 28: Total de planchas de acero para la estructura cilíndrica.....	99
Tabla 29: Porcentaje de desperdicio de material en las estructuras cilíndricas del sistema de tanques .....	100
Tabla 30: Total planchas de acero para la base del tanque .....	100
Tabla 31: Porcentaje de desperdicio de material en las bases del sistema de tanques. ....	101
Tabla 32: Cantidad real de planchas de acero y el porcentaje de desperdicio para las diferentes propuestas.....	101

Tabla 33: Tipos de agitadores respecto a la viscosidad del fluido a mezclar. (Coker, 2001) .....	103
Tabla 34: Características del agitador de hélice (Warren L, 1981).....	104
Tabla 35: Características del agitador de turbina (Warren L, 1981) .....	104
Tabla 36: Dimensionamiento del agitador para el tanque agitación. ....	108
Tabla 37: Valor del número de Reynolds del rodete.....	109

## Índice de Figuras

Figura 1: Mapa del Ecuador indicando la localización del proyecto (Google maps, 2013).....	19
Figura 2: Mapa de bloques petroleros del Ecuador (SHE, Secretaria de hidrocarburos Ecuador, 2013) .....	26
Figura 3: Anhidrita (Foto Anhidrita).....	29
Figura 4: Carbón (Foto Carbón).....	29
Figura 5: Conglomerado chert. (Foto Conglomerado Chert).....	32
Figura 6: Conglomerado cuarzoso. (Foto Conglomerado cuarzoso).....	32
Figura 7: Tipos de arcillas laminares de dos y tres capas (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	37
Figura 8: Arcilla laminar de 3 capas. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	38
Figura 9: Funciones de los fluidos de perforación .....	40
Figura 10: Tanque rectangular .....	45
Figura 11: Tanque cilíndrico Vertical .....	46
Figura 12: Tipos de flujo de un agitador A= Flujo Axial y B= Flujo Radial (Universidad de Valparaiso Chile, 2008).....	47
Figura 13: Tipos de agitadores (Virtual plant 2.0, 2013) .....	48
Figura 14: Subtipos de agitadores de hélice. (Procesos Bio, 2013) .....	48
Figura 15: Flujos que se presentan con agitadores de tipo hélice. (Procesos Bio, 2013).....	49
Figura 16: Tipos de paletas. (Procesos Bio, 2013).....	50
Figura 17: Tipo de agitadores de turbinas. (Procesos Bio, 2013) .....	51
Figura 18: Esquema de un tanque agitado (McCabe, Smith, & Harriot, 2007) .....	51
Figura 19: Generación de vórtices. (Procesos Bio, 2013).....	56
Figura 20: Proceso de recolección de muestras.....	59
Figura 21: Inhibidor Tipo I.....	62
Figura 22: Inhibidor Tipo II .....	62
Figura 23: Inhibidor Tipo III.....	62
Figura 24: Inhibidor Tipo IV.....	63
Figura 25: Inhibidor Tipo V .....	63
Figura 26: Inhibidor Tipo VI.....	63
Figura 27: Inhibidor Tipo VII .....	64
Figura 28: Procedimiento de obtención de capacidad de intercambio catiónico de las arcillas. (Recommended Practice for field testing Water-based fluids 13-B1, 2009).....	66
Figura 29: Proceso para hacer una pastilla de arcilla. ....	67
Figura 30: Montaje de la pastilla en el equipo de hinchamiento lineal. ....	68
Figura 31: Procedimiento de la prueba de dispersión de arcillas. ....	70
Figura 32: Procedimiento de la prueba de “Tiempo de Succión capilar” .....	72
Figura 33: Secciones de perforación de un Pozo; Figura: Torre de Perforación (Time, 2013).....	89
Figura 34: Espacios anulares en el pozo. ....	91

Figura 35: Dirección del flujo con un agitador de hélice (Parker Agitator/mixer, 2012) .....	105
Figura 36: Dirección del flujo con agitador de hélice con placa deflectora (Warren L, 1981).....	105
Figura 37: Dirección de flujo con agitador de turbina plana. (Parker Agitator/mixer, 2012) .....	105
Figura 38: Tipos de turbina relacionadas con viscosidad y tipo de flujo. (Mihaila Andres, 2013). 106	
Figura 39: Agitador elegido: turbina de paletas inclinadas. (Coker, 2001).....	106
Figura 40: Partes del equipo de agitación. (Mihaila Andres, 2013).....	107
Figura 41: Fórmulas para el dimensionamiento del agitador turbina de paletas inclinadas. (James Couper, 2005).....	108
Figura 42: Tanque de Mezcla en Solidworks .....	112
Figura 43: Propiedades del material del tanque de mezcla en SolidWorks. ....	113
Figura 44: Resultados del Análisis de Von Mises por medio del software SolidWorks.....	114
Figura 45: Deformación del tanque a causa de la presión.....	115
Figura 46: Detalles del motor para el agitador. (Dolin-Tech, 2013).....	126

## Índice de Gráficas

Gráfica 1: Curva de reactividad (Profundidad vs. Reactividad) + litología cada 200 pies. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013) .....	75
Gráfica 2: Resultados de la tabla 10 ordenados de menor a mayor.....	77
Gráfica 3: Índice de rendimiento del fluido propuesto con sus variaciones.....	79
Gráfica 4: Prueba de dispersión de arcillas .....	80
Gráfica 5: Tiempo de succión capilar en orden creciente .....	81
Gráfica 6: Curva comparativa de hinchamiento lineal de arcillas de las formulaciones con mejores resultados.....	83

## Nomenclatura

% Dispersión	Porcentaje de dispersión de arcillas	[%]
%Hinchamiento	Porcentaje de hinchamiento arcillas	[%]
% IR	Porcentaje de índice rendimiento	[%]
A	Ancho	[m]
CEC	Capacidad de Intercambio Catiónico	[meq/100g arcilla]
D	Diámetro Tubería revestimiento	[in.]
Da	Diámetro Rodete	[m]
Dt	Diámetro Tanque	[m]
H	Altura	[m]
H <sub>l</sub>	Altura líquido	[m]
J	Ancho de Baffle	[cm]
L	Largo	[m]
L <sub>B</sub>	Largo Brazo	[m]
N	Revoluciones por minuto	[rpm]
N <sub>p</sub>	Número de Potencia	[-]
N <sub>re</sub>	Número de Reynolds	[-]
P	Potencia	[kW o Hp]
Q	Flujo Volumétrico	[bbl/h]
T	Tiempo succión capilar	[s]
Tr	Tiempo de residencia	[min]
V	Volumen	[m <sup>3</sup> ]
V <sub>sección</sub>	Volumen de sección en perforación	[bbl]
V <sub>t</sub>	Volumen total	[m <sup>3</sup> ]
X	Distancia Paleta tanque hasta fondo	[m]
Δ	densidad	[kg/m <sup>3</sup> ]
M	viscosidad	[cp o Pa.s]
Limite elástico	Limite elástico	[N/m <sup>2</sup> ]

## Capítulo 1: Introducción

---

### 1.1 Antecedentes

Las arcillas son materiales cristalinos de origen mineral compuestos por silicio y aluminio; las cuales se pueden encontrar durante la perforación de pozos en las formaciones geológicas que las contienen en diferentes clases. La caracterización mineralógica permite la formulación de fluidos y a su vez permiten la perforación de pozos con mayor facilidad. (Grupo Cedip México) Los fluidos de perforación conocidos generalmente como “Lodos” se empezaron a usar desde el año 1900, esta mezcla barrosa y viscosa de agua y arcilla permite perforar con mayor facilidad. En la actualidad, los pozos son cada vez más profundos o son perforaciones direccionales u horizontales que necesitan que el lodo tenga otras propiedades específicas como las que proporcionan los inhibidores de arcillas o controladores de filtrado. (Schlumberger, 2013). Finalmente, en base a la cantidad de fluido que se necesita, se diseñan los tanques de mezcla y almacenamiento de estos fluidos que son bombeados al interior del pozo durante su perforación.

Se debe tener en cuenta que los estudios de arcillas son específicos puesto que cada locación tanto en el oriente ecuatoriano como en otras partes del mundo tienen una distribución diferente de la litología y su porcentaje de arcillas, con lo cual la reactividad en cada campo de perforación varía de una a otra locación. Tomando en cuenta que la necesidad de un mayor o menor volumen de fluido de perforación afecta al tamaño de los tanques entonces se puede decir que la variación en la capacidad de los mismos está relacionada con la profundidad de perforación y la distribución del pozo, de manera que se

cubra las necesidades de perforación que son: permitir que sea rápida y eficiente con lo que resulta a la larga en un menor costo de operación y por ende una ganancia del proyecto.

## 1.2 Locación del proyecto

El pozo “SE01” se localiza en: la provincia de Orellana, en la Región Amazónica del Ecuador. Está ubicado en la región Nororiente del Ecuador. Se encuentra en las llanuras amazónicas donde su bosque es húmedo y tropical que contiene gran diversidad de especies de flora y fauna. (Ecuador, 2012).



**Figura 1:** Mapa del Ecuador indicando la localización del proyecto (Google maps, 2013)

### **1.3 Justificación e importancia del proyecto**

El Ecuador es un país que basa gran parte de su economía en la exportación de petróleo. Según los datos de las exportaciones por producto del Banco Central del Ecuador se puede calcular que cerca del 55% de las exportaciones del país provienen del petróleo (Banco Central del Ecuador). Por lo tanto, gran parte de los ingresos se apoyan en la extracción de crudo. Este proyecto tiene como objetivo principal hacer un estudio de arcillas, el cual permite formular el fluido adecuado con el fin de lograr una perforación sin problemas en la locación antes descrita y finalmente, en base a la formulación realizar el diseño de los tanques de mezcla que contengan este fluido.

La importancia del proyecto es proporcionar una idea de la utilidad de los estudios de arcilla en los campos petroleros y proponer el sistema de mezcla adecuado de la formulación idónea elegida. Ya que cada campo varía en la composición litológica es necesario determinar el fluido para que la operación sea rápida y eficiente; Entonces cuando se selecciona un fluido de perforación ideal, lo que se hace en realidad es evitar colocar reactivos innecesarios que podrían causar mayores consecuencias sin mayores beneficios en la operación. Conjuntamente con un sistema de mezclado recomendado se logra obtener la optimización del proceso.

### **1.4 Objetivos.**

En base a los antecedentes, importancia y justificación del proyecto los siguientes son mis objetivos tanto generales como específicos.

### 1.4.1 Generales

- Realizar un estudio de arcillas para el pozo SE01
- Hacer el diseño del sistema de tanques utilizando los conocimientos aprendidos en la carrera.
- Realizar una investigación que pueda ser usada a futuro.

### 1.4.2 Específicos

- a) Determinar el fluido de perforación más óptimo.
- b) Calcular la capacidad de un pozo de perforación.
- c) Determinar el volumen del fluido de perforación a mezclar.
- d) Dimensionar el sistema de tanques de mezcla.
- e) Elegir un agitador óptimo para las propiedades del fluido a mezclar.
- f) Determinar la potencia del motor

## 1.5 Descripción general de la tesis.

### 1.5.1 Estudio de arcillas.

El estudio de arcillas consiste: en el análisis de las muestras obtenidas en el pozo SE01 por medio de pruebas de laboratorio como: prueba de azul de metileno, dispersión de arcillas, hinchamiento, tiempo de succión capilar y la determinación del índice de rendimiento del fluido.

En una formulación base se añaden diferentes reactivos cuyas propiedades permiten el control de la actividad natural de las arcillas y a cada una de estas mezclas se les realizan las pruebas antes mencionadas. La información que se obtiene de estas pruebas proporcionan datos relevantes para determinar qué mezcla de reactivos es más idónea para

la perforación y finalmente por medio de comparación de resultados se recomienda el fluido de mejor rendimiento para el todo el campo de perforación.

### **1.5.2 Diseño de tanque de mezcla.**

Después de elegir el fluido que se quiere inyectar en los pozos, se prosigue a caracterizar el fluido para obtener propiedades como: densidad, viscosidad y pH. El siguiente paso constituye los cálculos de la capacidad del pozo en sus diferentes secciones, con lo cual se obtiene el volumen aproximado de fluido necesario para la perforación. Finalmente, se determina el volumen de tanque o de tanques necesarios para la operación total.

Se toman en cuenta para el diseño la facilidad de traslado, la cantidad de material necesaria para la construcción del sistema y el factor de seguridad del diseño que hace que se proponga un tamaño mayor al necesario para evitar problemas de derrames. Adicionalmente, se recomiendan los materiales de construcción por medio de una simulación de la presión que ejerce el fluido en las paredes del tanque.

## Capítulo 2: Fundamentos teóricos

---

### 2.1 Petróleo: ¿Qué es y donde se encuentra?

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos. Su composición química general contiene: carbono (85%), Hidrógeno (14%), azufre (0,06%), Nitrógeno (0,1%) y Oxígeno (0,1%). (Norman J. Hyne, 2001). Adicionalmente, es considerado como el oro negro de donde se derivan los alcanos, un tipo de hidrocarburos saturados de enlaces sencillos y de gran importancia energética por su uso como combustibles (Wade, 2004). Por ejemplo el metano,  $\text{CH}_4$ , contiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. Este se encuentra en estado gaseoso y tiene gran utilidad como combustible y presenta diferentes usos industriales como la producción de metanol o ácido acético; si se continúan agregando átomos de hidrógeno y carbono a las moléculas entonces se pueden crear hidrocarburos más pesados que se pueden encontrar en estado líquido que tienen otras aplicaciones. La importancia del petróleo es extensa: no solo para la producción energética con derivados como gasolina y gas natural sino como derivados que constituyen materias primas en otros procesos industriales como: las parafinas que son la base de producción de velas, ceras para pisos, vaselinas, cosméticos y fármacos. Otros productos que dependen del petróleo son: las pinturas, los lubricantes, plásticos y detergentes. (Norman J. Hyne, 2001)

En el mundo la calidad del petróleo es valorada por medio de la densidad que tenga. Para cuantificar y clasificar al petróleo se utiliza la escala °API. (API es el instituto Americano del Petróleo que estandariza la industria petrolera en general en los equipos que se utilizan como también en los procedimientos que se siguen). Esta escala de densidad del petróleo varía en un rango de (5-55) °API. Un crudo con un grado API alto (>35°API) se puede

considerar dentro de la categoría de petróleos livianos y muy fluidos, estos particularmente son muy valiosos en el sentido que su precio en el mercado es el más alto comparado a crudos de densidades menores a 25 ° API. Otro indicativo del grado °API es el color que el crudo tiene. Entre más oscuro sea, su grado es menor. “Cambia de colores grisáceo-Amarillo, luego rojizo- café hasta negro” (Norman J. Hyne, 2001) .

El petróleo se bombea de los pozos que alcanzan los yacimientos. Los yacimientos en realidad son un conjunto de rocas porosas donde se encuentra: el petróleo, agua y gas, pero encapsulados en los poros. Es aquí donde el petróleo queda atrapado puesto que su permeabilidad y las condiciones de presión y gravedad lo dejan estancado en esta roca, no en forma de lagunas como comúnmente se cree. (Colegio de Geólogos C.R, 2012) Para poder encontrar la ubicación de esos reservorios de petróleo se necesitan varios métodos como: levantamientos aéreos y por satélites, exploración geológica, exploración geofísica y la perforación exploratoria. A continuación se explican brevemente en qué consisten estos procedimientos.

***Levantamiento aéreos o por satélites:*** Este procedimiento consiste en observar las estructuras superficiales en la tierra como las regiones con fallas, las variaciones de densidad y anomalías térmicas. Mucha de esta información recolectada ayuda a localizar áreas que podrían ser de interés para una siguiente fase de investigación. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

***Exploración Geológica:*** Se estudian las rocas y los estratos subterráneos lo que permite a los geólogos identificar litología característica de las rocas petrolíferas y de las zonas productivas. Con esta información se ha realizado mapas geológicos que han ayudado a

encontrar zonas potenciales de extracción petrolera. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

***Exploración Geofísica:*** Se utilizan equipos y técnicas analíticas como la exploración sísmica. Esta consiste en la generación de ondas en la superficie para evaluar su comportamiento en las diferentes capas de tierra de mayor profundidad. La información recolectada de los ecos que se producen puede detallar: la densidad, espesor y tipo de rocas. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

***Perforación Exploratoria:*** Después de tener cierto nivel de certeza en el hallazgo de reservorios el siguiente paso es la perforación exploratoria que se conoce como perforación por percusión. En este método se usa una tubería de perforación pesada con equipos de perforación, los cuales se elevan y sueltan repetidamente hasta lograr hacer un agujero. Es muy costoso y toma demasiado tiempo por lo cual sería preferible hacer una perforación normal con todos los equipos aunque se debe tener en cuenta el riesgo y la probabilidad del 50% para encontrar o no el yacimiento.

El petróleo en el Ecuador se ha encontrado en varios campos de perforación en el oriente ecuatoriano (Petroecuador, 2010). En la figura 2 se observa el mapa de bloques petroleros que actualmente están en funcionamiento en todo el país. Aquí se puede apreciar la distribución de los campos en el oriente y las costas ecuatorianas. Pero Principalmente se mencionan algunos de ellos que están en funcionamiento en el oriente, específicamente en las provincias de Sucumbíos, Napo, Orellana y Pastaza.

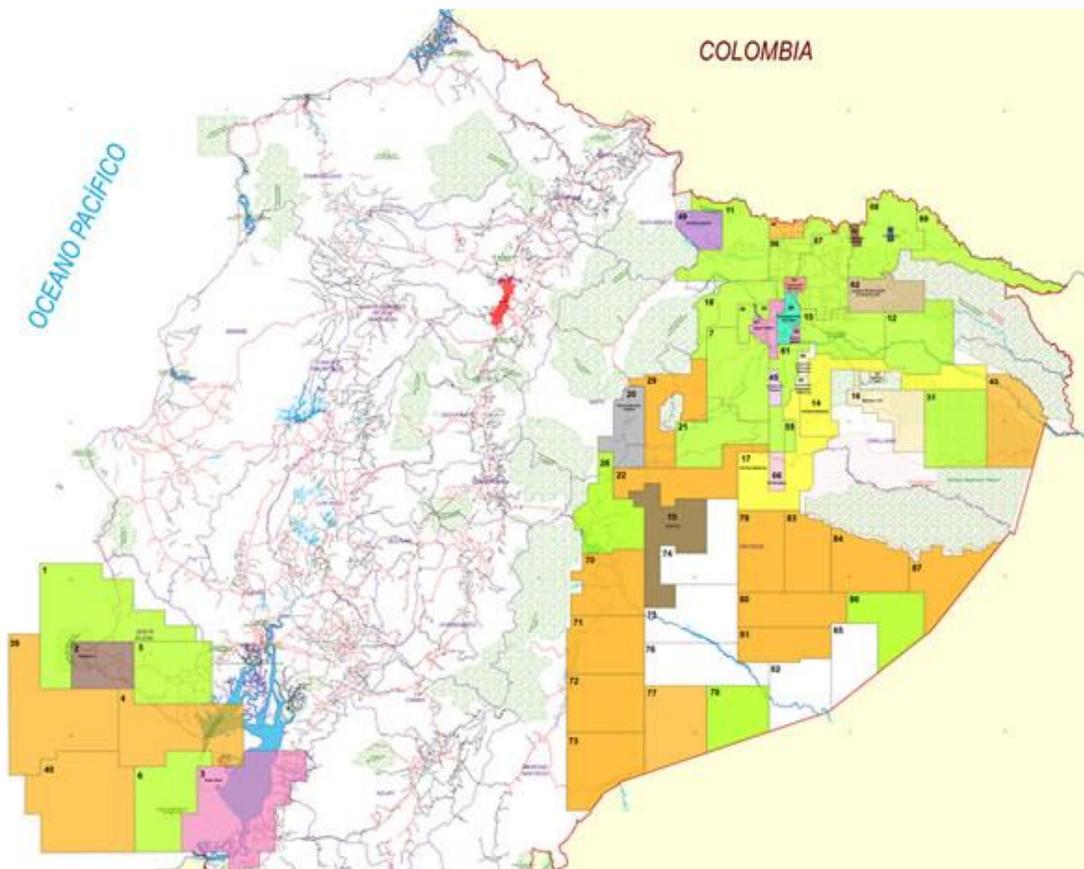
#### **Localizados en la provincia de Sucumbíos**

- Lago Agrio: los campos de perforación son: Lago Agrio y Guanta.

- Libertador: los campos que tiene son: Atacapi, Parahuacu, Víctor Hugo Ruales, Frontera, Sansahuari, Cuyabeno, Secoya, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Singué, Chanangue, Peña Blanca y Ocano.
- Shushufindi: tiene los campos: Shushufindi, Aguarico y Limoncocha.

### Localizados en la provincia de Napo, Orellana y Pastaza

- Auca: Comprende los campos: Auca, Auca Sur, Anaconda, Cononaco, Conga, Auca Este, Culebra, Conga Sur, Puma, Armadillo, Yuca, Yulebra, Rumiyaçu.



**Figura 2: Mapa de bloques petroleros del Ecuador (SHE, Secretaria de hidrocarburos Ecuador, 2013)**

## 2.2 Litología del campo de perforación

En esta parte se mencionan las diferentes formaciones geológicas del campo del pozo SE01 como también de otros campos en el Oriente Ecuatoriano. La diferencia que existe de una locación a otra puede ser la concentración de los elementos que componen cada una de las formaciones. A continuación se dividen en tres secciones para poder analizar el contenido de cada una de ellas. En la tabla 1 se puede observar: la sección, formación litológica y la profundidad donde se encuentra.

**Tabla 1: Litología del Campo SE01 - Sección 16 pulgadas. (Schlumberger , 2013)**

SECCIÓN	Formación	Profundidad [ft]
16"	CHALCANA	700
16"	CHALCANA	800
16"	CHALCANA	900
16"	CHALCANA	1000
16"	CHALCANA	1100
16"	CHALCANA	1200
16"	CHALCANA	1310
16"	CHALCANA	1420
16"	CHALCANA	1510
16"	CHALCANA	1600
16"	CHALCANA	1750
16"	CHALCANA	1980
16"	CHALCANA	2050
16"	CHALCANA	2100
16"	CHALCANA	2300
16"	CHALCANA	2500
16"	CHALCANA	2600
16"	CHALCANA	2700
16"	CHALCANA	2815
16"	CHALCANA	2910
16"	CHALCANA	3100
16"	CHALCANA	3250
16"	CHALCANA	3300
16"	CHALCANA	3400
16"	CHALCANA	3500
16"	CHALCANA	3700
16"	CHALCANA	3800
16"	CHALCANA	3900
16"	CHALCANA	4000

En la tabla 1 se indica que a lo largo de toda la primera sección (16 pulgadas) Está constituida por la formación Chalcana donde se pueden encontrar: Arcillolitas, areniscas, limolitas, carbón y anhidrita en diferentes concentraciones a medida que la profundidad aumenta.

Los componentes de esta formación tienen las siguientes características:

**Arenisca:** Es una roca sedimentaria de tamaño medio a grueso y se pueden encontrar en diferentes variedades como: cuarzosa (contiene minerales de sílice), blanca, amarillenta y transparente. (Schlumberger , 2013)

**Arcillolita:** Es una roca sedimentaria no calcárea que se caracteriza por ser suave, irregular y de consistencia cerosa a terrosa. Se la puede encontrar en varios colores como: Amarilla, purpura, gris, café amarillenta y crema. (Schlumberger , 2013)

**Limolita:** Es una roca sedimentaria moderadamente dura, no calcárea con grano fino y de consistencia terrosa; se la puede encontrar de varios colores: Café rojiza, café amarillenta, gris clara y crema. (Schlumberger , 2013)

**Carbón:** Negro, moderadamente duro a quebradizo y opaco.(figura 3)

**Anhidrita:** mineral de sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ). (figura 4)



**Figura 3: Anhidrita (Foto Anhidrita)**



**Figura 4: Carbón (Foto Carbón)**

**Tabla 2: Litología del Campo SE01 - Sección 12,25 pulgadas. (Schlumberger , 2013)**

<b>SECCIÓN</b>	<b>Formación</b>	<b>Profundidad [ft]</b>
12.25''	CHALCANA	4200
12.25''	CHALCANA	4300
12.25''	CHALCANA	4430
12.25''	CHALCANA	4500
12.25''	CHALCANA	4600
12.25''	CHALCANA	4720
12.25''	CHALCANA	4800
12.25''	CHALCANA	4900
12.25''	CHALCANA	5100
12.25''	CHALCANA	5366
12.25''	CHALCANA	5550
12.25''	ORTEGUAZA	5640
12.25''	ORTEGUAZA	5885
12.25''	ORTEGUAZA	5950
12.25''	ORTEGUAZA	6125
12.25''	ORTEGUAZA	6240
12.25''	ORTEGUAZA	6300
12.25''	ORTEGUAZA	6400
12.25''	TIYUYACU	6560
12.25''	TIYUYACU	6700
12.25''	TIYUYACU	6900
12.25''	TIYUYACU	7000
12.25''	TIYUYACU	7100
12.25''	TIYUYACU	7200
12.25''	TIYUYACU	7300
12.25''	TIYUYACU	7400
12.25''	TIYUYACU	7500
12.25''	TIYUYACU	7600
12.25''	CONGLOMERADO INF	7715
12.25''	CONGLOMERADO INF	7880
12.25''	CONGLOMERADO INF	7920
12.25''	CONGLOMERADO INF	8000
12.25''	CONGLOMERADO INF	8100

En la tabla 2 se puede ver que el segundo intervalo de perforación contiene diferentes formaciones a medida que se avanza en la perforación. Estas formaciones son: Chalcana, Orteguaza, Tiyuyacu y Conglomerado inferior.

La formación Chalcana fue descrita en la sección anterior, entonces se continúa con la formación Orteguaza que contiene: arenisca, arcillolitas, limolitas, carbón, y lutitas. La mayoría de estos componentes se encontraron en la formación Chalcana, por lo que se describe las características de las lutitas.

***Lutitas:*** son rocas sedimentarias no calcáreas, se caracteriza por ser suave, laminar, quebradiza y plana. (Schlumberger , 2013)

La formación Tiyuyacu contiene: arcillolitas, areniscas y limolitas, mientras que la formación de conglomerado inferior contiene: arcillolitas, conglomerado Chert y conglomerado cuarzoso, los cuales tienen las siguientes características.

***Conglomerado Chert:*** Es una roca sedimentaria dura que contiene fragmentos angulares de gran tamaño (figura 5). Se la puede encontrar en tres colores como mostaza, negro y gris. (Schlumberger , 2013)

***Conglomerado Cuarzoso:*** Es una roca sedimentaria dura (figura 6) que contiene minerales de cuarzo y fragmentos angulares rotos de diferentes colores: blanco lechoso, gris y transparente. (Schlumberger , 2013)



**Figura 5: Conglomerado chert. (Foto Conglomerado Chert)**



**Figura 6: Conglomerado cuarzoso. (Foto Conglomerado cuarzoso)**

**Tabla 3: Litología del Campo SE01 - Sección 8.5 pulgadas. (Schlumberger , 2013)**

<b>SECCIÓN</b>	<b>Formación</b>	<b>Profundidad [FT]</b>
8.5''	BASAL TENA	8200
8.5''	BASAL TENA	8300
8.5''	BASAL TENA	8500
8.5''	BASAL TENA	8600
8.5''	BASAL TENA	8700
8.5''	BASAL TENA	8800
8.5''	BASAL TENA	8900
8.5''	BASAL TENA	9000
8.5''	NAPO	9100
8.5''	NAPO	9200
8.5''	CALIZA M-1	9450
8.5''	CALIZA M-2	9500
8.5''	CALIZA A	9600
8.5''	U SUPERIOR	9700
8.5''	U INFERIOR	9800
8.5''	CALIZA B	9900
8.5''	T INFERIOR	10010
8.5''	T INFERIOR	10100
8.5''	HOLLIN	10200
8.5''	HOLLIN	10300

Según la tabla 3 se describe a la sección de 8,5 pulgadas, la cual tiene las siguientes formaciones: Basal Tena, Napo, Caliza M-1, Caliza M-2, Caliza A, U superior, U inferior, Caliza B, T inferior y Hollín.

En la formación Basal Tena se encuentran: arcillolitas, limolitas, areniscas y calizas; En la formación Napo se pueden encontrar: arcillolitas, limolitas, areniscas, lutitas y calizas; En las siguientes formaciones: Caliza M-1, Caliza M-2, Caliza A y Caliza B se puede encontrar en su mayoría lutitas y calizas.

Las formaciones U superior, U inferior y T inferior están compuestas de: Arenisca, lutitas y calizas y finalmente, la formación de Hollín está compuesta principalmente de arenisca y lutitas. Como todos los componentes de las formaciones fueron descritos anteriormente, entonces a continuación se describe el componente faltante.

**Caliza:** Es una roca sedimentaria compuesta en su mayoría por Carbonato de Calcio. Se caracteriza por ser moderadamente dura y por ser porosa. Se la puede encontrar de dos colores: crema o blanca. (Schlumberger , 2013)

### 2.3 Química de las arcillas

“Arcilla es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y de materia orgánica de granos extremadamente finos” (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013). Las arcillas manifiestan propiedades coloidales como: floculación, dispersión e intercambios catiónicos. Estos efectos se producen por la presencia de cargas eléctricas en su mayoría por cargas negativas en la superficie de las arcillas. A continuación se definen cada una de estas propiedades.

**Floculación:** es la asociación de partículas pequeñas con el fin de formar partículas de mayor tamaño, lo que causa al principio el aumento de viscosidad y gelificación del fluido, lo que significa que el fluido puede suspender los cortes en condiciones estáticas, pero a la larga la suspensión se hace inestable y se produce una sedimentación. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

**Dispersión:** las arcillas que son partículas finas que contienen la misma carga eléctrica se repelen y se produce una separación de partículas en una suspensión, estas partículas se adhieren a otros elementos en el fluido de perforación. Por lo cual, las partículas no se sedimentan pero pueden proporcionarle mayor cantidad de sólidos al fluido lo cual afecta su densidad. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

**Capacidad de intercambio Catiónico:** es la cantidad de cationes que compensan por peso unitario de arcilla la carga negativa que estas partículas finas tienen en su superficie. La cantidad de cationes se registra como CEC o capacidad de intercambio catiónico; esta medida se expresa en mili equivalente por cada 100 gramos de arcilla seca. Se obtiene por medio de la prueba de azul de metileno, indicada por el volumen de titulación, que se explica con mayor detalle en el siguiente capítulo. En la siguiente tabla se dan algunos valores normales de la capacidad de intercambio catiónico de arcillas más comunes.

(M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

**Tabla 4: Capacidad de intercambio catiónico de los tipos de arcillas. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

Tipo de Arcilla	Cec(meq/100g )
Montmorillonita/Esmectita	80-150
Ilitas	10-40
Cloritas	10-20
Caolinitas	5-15

Estos minerales arcillosos o arcillas se componen de estructuras de aluminio-silicatos acomodados en capas. Existen arcillas de dos y tres capas que tienen diferentes características físicas y químicas. Se clasifican a las arcillas en los siguientes tres grupos:

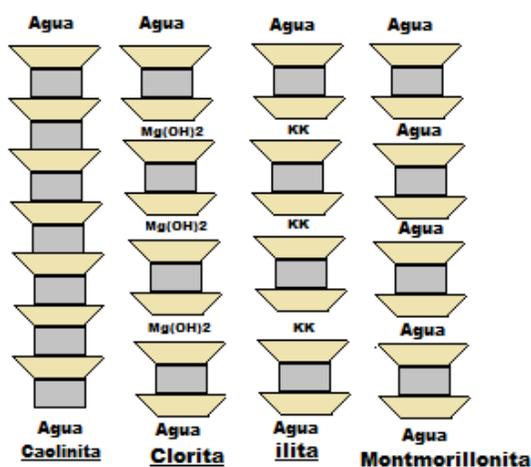
Primer tipo: son arcillas con forma de agujas que tienen tres características principales: primero no se hinchan en contacto con agua, segundo se apilan unas sobre otras y tercero tienen gran estabilidad en presencia de electrolitos. De este tipo de arcillas se conocen dos: “Atapulguita” y “Sepiolita” las cuales se usan en la industria petrolera como mejoradores de viscosidad. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

Segundo Tipo: Son arcillas con forma de láminas y sus características principales son que no se hinchan con facilidad en presencia del fluido lo que produce que la hidratación sea leve, pero si son capaces de dispersarse en el líquido. De este tipo se conocen tres: Iilita, Clorita y Caolinita. Las dos primeras tienen tres capas mientras que la Caolinita es una arcilla de dos capas. A continuación se describen con mayor detalle.

- ***Iilita:*** contiene tres capas. Se caracteriza por la capacidad de hinchamiento en contacto con agua, pero químicamente, lo que sucede es que en esta arcilla sustituye un átomo de silicio ( $\text{Si}^{+4}$ ) por uno de aluminio ( $\text{Al}^{3+}$ ) con lo que se produce una carga negativa. Para compensar el exceso de carga del sistema “un ión de potasio encaja en las capas unitarias formando enlace que impide el hinchamiento” (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013). Entonces el hinchamiento de esta arcilla no es muy grande y esto sucede porque el espacio que existe entre las capas no permite que las moléculas de agua se acomoden. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)
- ***Clorita:*** contiene 3 capas como las ilitas, de manera parecida esta arcilla se hincha ligeramente. Pero para este caso se podría “usar  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  para compensar cargas” (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013). Este tipo de arcillas se encuentran en viejos sedimentos de mar y su naturaleza no causa mayor problema durante la

perforación. Su capacidad de intercambio varía entre 10-20 meq/100 g. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

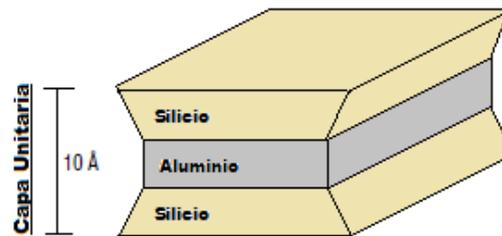
- **Caolinita:** tiene dos capas y se caracteriza principalmente porque no se hincha en presencia de agua ya que sus capas están unidas por enlaces de hidrógeno y esto impide que el agua expanda las capas de la arcilla. Como consecuencia, la capacidad de intercambio catiónico es de 5- 15 meq/100 gramos de arcillas. Este tipo de arcillas generan problemas en una perforación porque su tendencia principal es que se pueden dispersar en el fluido de perforación. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)



**Figura 7: Tipos de arcillas laminares de dos y tres capas (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

Tercer tipo: son arcillas laminares muy hinchables que también pueden dispersarse en el fluido. De este tipo se conocen las arcillas llamadas Montmorillonitas o Esmectitas, estas tienen tres capas distribuidas de la siguiente forma: sílice + alúmina+ sílice (ver figura 8). “Si se sustituye un átomo de aluminio (Al<sup>+3</sup>) por uno átomo de magnesio (Mg<sup>+2</sup>), la arcilla tiene una carga negativa debido al excedente en un electrón” (M-I Swaco a Schlumberger

Company, 2013). Para lo cual se necesita compensar con la recepción de cationes (iones que están cargados positivamente) de tal forma que la molécula quede neutra o en equilibrio de cargas, por lo cual la principal característica de este tipo de arcillas es la capacidad de hinchamiento en contacto con agua.



**Figura 8: Arcilla laminar de 3 capas. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

Después de conocer los tipos de arcillas se puede mencionar algunas propiedades y características importantes. Puesto que el estudio de las arcillas es de vital interés para las formulaciones de fluido con el cual se perfora cada campo. Estos datos son relevantes para entender la química de las arcillas: Las propiedades reológicas y de filtración del fluido dependen de la concentración de las diferentes arcillas que se encuentren en él. Como se explicó anteriormente las arcillas tienen estructuras por capas donde cada capa tiene un espesor de 10 (Å). Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente un ejemplo de esta es la Montmorillonita que es un arcilla muy hinchable. Finalmente, a medida que se va perforando se puede encontrar que la concentración de cada tipo de arcillas varía para lo cual se debe tener conocimiento específico para formular el fluido de perforación. (Schlumberger, 2013)

## **2.4 ¿Cómo se realiza una perforación petrolera?**

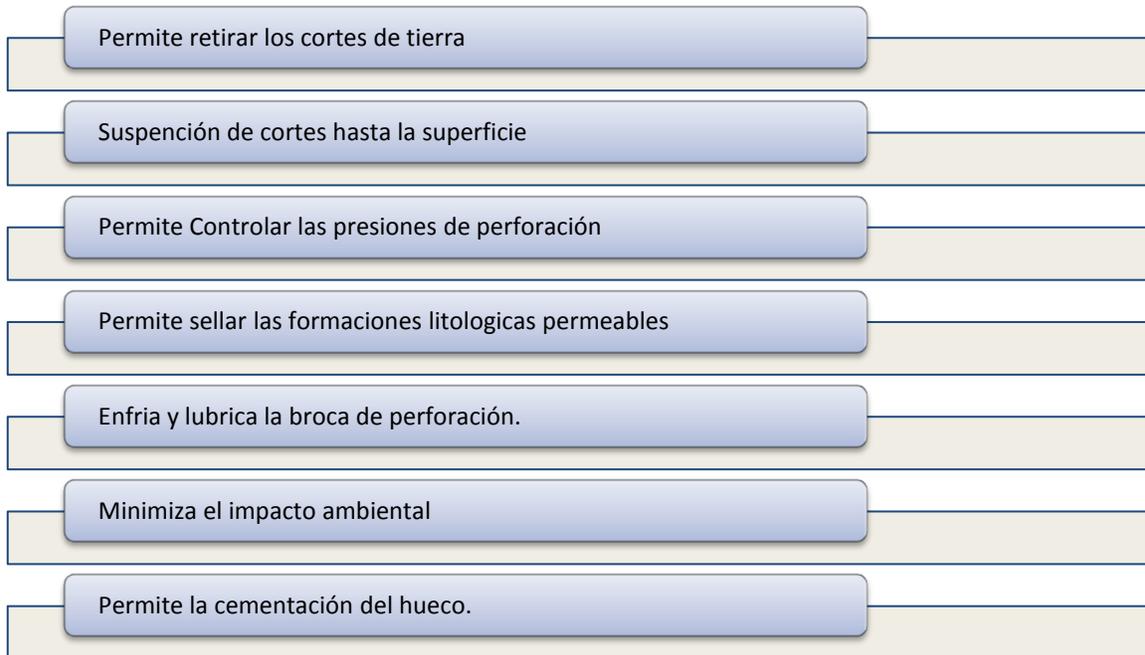
Una perforación petrolera consiste en: la planeación de la perforación en base a la información geológica. Después de definir el tipo de perforación que se realizará. Se planea la perforación teniendo en cuenta: las herramientas que se utilizan en el proceso y la inyección del fluido de perforación. El objetivo final es la extracción de petróleo que será enviado posteriormente a instalaciones de almacenamiento, a su vez a plantas de procesamiento de derivados por medio de destilación fraccionada.

### **2.4.1 Fluidos de perforación**

Los fluidos de perforación consisten en una mezcla de sustancias que forman un fluido tipo lodoso, que contiene una variedad de elementos como: agua, sólidos densificantes y reactivos químicos que le proporcionan propiedades específicas. Estos deben tener características físicas y químicas que permitan adaptarse a una variedad de condiciones. Para lo cual la formulación de los fluidos de perforación está sujeta a estudios y análisis tanto de los suelos que se van a perforar como también de las condiciones de perforación como: presión, temperatura, lubricidad, etc.

#### **2.4.1.1 Funciones**

Los fluidos de perforación conocidos como lodos son considerados como una de las partes fundamentales en la perforación de pozos. Esto se debe a la variedad de funciones (figura 9) que tiene en la operación. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)



**Figura 9: Funciones de los fluidos de perforación**

A continuación se explican cada una de la funciones de los fluidos de perforación.

***Retirar cortes de tierra:*** A medida que se va perforando se va generando cortes de tierra que deben ser retirados para que quede el hueco libre. Mientras se continua perforando y la profundidad aumenta es cada vez más difícil sacar los cortes con agua para lo cual se utiliza un fluido que tenga una viscosidad y propiedades específicas que permitan hacer esta función.

***Suspensión de cortes hasta la superficie:*** Los fluidos ingresan por medio de las herramientas hasta el fondo del hueco y a medida que son inyectados estos salen junto con los cortes por el espacio anular entre el hueco y la tubería de revestimiento. En ciertas ocasiones en el proceso se debe colocar tubería y cuando esto sucede el fluido se queda estático puesto que nada se mueve mientras esto se hace. Por esta razón, una de las

propiedades que los fluidos de perforación deben cumplir es que deben ser trioxotrópicos que quiere decir que se gelifican en condiciones estáticas, permitiendo suspender los cortes.

***Control de presiones de formación:*** Cuando la presión en la formación aumenta se necesita que el fluido tenga una densidad específica que permita equilibrar las presiones que existen y así evitar que el hueco se derrumbe y por ende los fluidos de la formación como agua o gas natural no salgan hacia el pozo; así evitando daños irreparables en la perforación.

***Sello de formaciones litológicas permeables:*** las formaciones son permeables lo cual permite que los fluidos puedan fluir por medio de los poros de las rocas. Cuando la presión ejercida por el lodo es mayor que la presión de formación. Lo que sucede es que el fluido sometido a presión crea un filtrado que puede invadir la formación; Entonces este fluido debe formar un tipo de capa protectora o revoque que sella las formaciones permeables y así se limita la invasión de fluidos que son posibles causantes de daños a la formación, lo que conlleva a una baja producción del pozo o estancamiento de tuberías. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

***Enfría y lubrica las herramientas de perforación:*** El fluido contiene lubricantes que ayudan durante el proceso de perforación a las herramientas que se encuentran bajo esfuerzos mecánicos e hidráulicos reduciendo el calor por fricción producido. Eso quiere decir que el fluido al circular por todo el conjunto de herramientas de perforación, tiene la capacidad de enfriar y lubricar la columna de perforación mientras está en rotación.

***Reduce el impacto ambiental:*** Cualquier fluido que se utilice para perforar se convierte en un desecho. Después de separar los cortes sólidos de tierra del fluido de perforación. Se puede tratar el fluido porque contiene materias primas que son degradables. Además, ya

que en su mayoría este fluido está constituido por agua se puede tratar utilizando diferentes polímeros con el propósito de reducir el impacto ambiental.

***Permite la cementación del hueco:*** Cuando ya se tiene el hueco perforado, se inserta una tubería que reviste el hueco y se aísla la sección ya perforada con cemento en las paredes de tal forma que el hueco quede estable y permita otras operaciones de extracción, futuros mantenimientos u otras perforaciones del tipo direccional. El fluido en el procedimiento de cementación debe permanecer estable en cuanto a su fluidez para evitar una pérdida de circulación mientras el cemento se inyecta en el hueco.

## 2.5 Fundamentos de diseño

### 2.5.1 Conceptos básicos

Los siguientes conceptos son muy útiles en este trabajo

#### 2.5.1.1 ¿Qué es un flujo y un fluido?

Se define al flujo como una masa o volumen que fluye por unidad de tiempo en condiciones específicas de temperatura y presión. (Robert Perry, 2008)

El fluido es una “sustancia que no resiste en forma permanente la distorsión” (McCabe, Smith, & Harriot, 2007), entonces cuando se quiere modificar la forma de la masa del fluido se producen “deslizamientos de unas capas sobre otras hasta alcanzar esa forma” (McCabe, Smith, & Harriot, 2007), este proceso depende de variables como: el esfuerzo cortante y la velocidad de desplazamiento y cuando se alcanza la forma o se llega al equilibrio ya no se necesitan esfuerzos cortantes. Se pueden clasificar los fluidos en dos grandes ramas: incompresibles y compresibles. La densidad es una propiedad muy importante, esta depende de la temperatura y presión que se someten a los fluidos. Para

cambios pequeños de densidad en condiciones de presión y temperatura entonces se habla de fluidos no compresibles, los cuales se pueden encontrar normalmente en estado líquido, pero si los cambios de densidad son significativos se conocen como fluidos compresibles que normalmente se encuentran en estado gaseoso.

El comportamiento de un flujo en movimiento depende de los límites a los que se pueda someter, con lo que se refiere a las paredes sólidas del recipiente que los puede contener. Por lo tanto, la pared del recipiente influye en el movimiento y en el caso de la rotación la capa del fluido se mantiene en las paredes del recipiente donde hay tensión de corte, mientras que si se mantiene lejos de estos límites, el movimiento tiene tensión de corte despreciable y no hay una “fuerza por unidad de área del plano cortante significativa” (McCabe, Smith, & Harriot, 2007). En este punto se considera al flujo como potencial o ideal (no compresible y con viscosidad que tiende a cero). Según Prandtl “es posible que el flujo potencial puede estar cerca de las paredes del recipiente, siempre y cuando los fluidos tengan viscosidades bajas y están sometidos a velocidades altas” (McCabe, Smith, & Harriot, 2007), entonces el efecto del límite sólido se localizaría en una capa límite, que es adyacente a la pared donde si existen fuerzas de corte. (McCabe, Smith, & Harriot, 2007)

#### **2.5.1.2 Conceptos de: volumen, capacidad y desplazamiento en un pozo petrolero**

**Volumen:** “Es la cantidad de fluido que se encuentra realmente en el recipiente que lo contiene” (M-I Swaco Manual de Perforación), en este caso es un pozo petrolero.

**Capacidad del tanque:** Es el volumen total del contenedor cuando está totalmente lleno con el fluido; lo que quiere decir que se obtiene la capacidad del pozo conociendo el volumen total con el cual este se llenaría completamente.

**Desplazamiento:** Es el volumen del fluido expulsado del pozo cuando se coloca la tubería o se trata del volumen requerido para llenar el pozo cuando se saca la tubería.

### 2.5.1.3 ¿Qué es la reología?

Por definición de la Real Academia de la lengua, la reología es el estudio de los principios físicos que regulan el movimiento de los fluidos. Básicamente, observa como fluyen y se deforman. Las propiedades reológicas del fluido son importantes para esta industria porque permiten controlar la limpieza del hueco que se va perforando por medio de suspensión de sólidos en base a ciertas características de los fluidos. Este estudio se realiza por medio de un viscosímetro rotatorio, con el cual se mide la viscosidad del fluido. En este caso el fluido de perforación es “Tixotrópico” un fluido no newtoniano que se caracteriza por: ser estable en reposo y fluir con facilidad al ser agitado; esto sucede porque “a mayor tensión de corte disminuye la viscosidad y le toma un tiempo alcanzar la viscosidad de equilibrio cuando se varia la tensión ejercida en el fluido” (M-I Swaco Manual de Perforación)

### 2.5.2 Tanques de mezcla

Los tanques de mezcla surgen de la necesidad de forzar a un fluido por medios mecánicos para que se mezclen con otras sustancias por ejemplo: para disolver sólidos en líquidos, para dispersar sólidos finos en líquidos o dispersar dos líquidos no miscibles. Comúnmente, para estas funciones se diseñan tanques cilíndricos con fondos redondeados para prevenir que los elementos de las esquinas del recipiente se queden sin mezclarse.

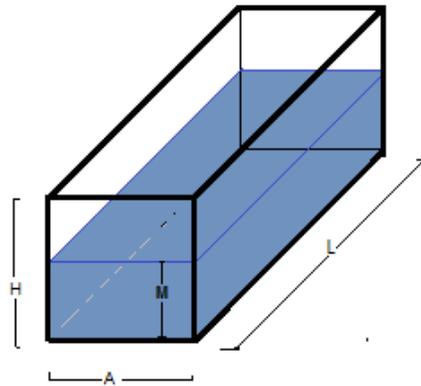
Estos equipos consisten en sistemas abiertos o cerrados que tienen un agitador mecánico, el cual está montado en un eje y accionado por un motor. (Universidad de Valparaiso Chile, 2008). Las dimensiones de un tanque están sujetas a las necesidades de cada industria no

existe un tamaño estándar puesto que depende del diseño del proceso. Lo cual suele ser propio de la industria y de la actividad productiva específica.

### 2.5.2.1 Volumen y capacidad de tanques

#### a) Capacidad de Tanques Rectangulares

El volumen de un tanque rectangular se puede calcular de la siguiente manera:



**Figura 10: Tanque rectangular**

$$\text{Capacidad del Tanque} = L * A * H ; [m^3] \quad \text{Ec. 2- 1}$$

$$\text{Volumen del Fluido} = L * A * M [m^3] \quad \text{Ec. 2- 2}$$

Donde:

L= longitud del tanque [m]

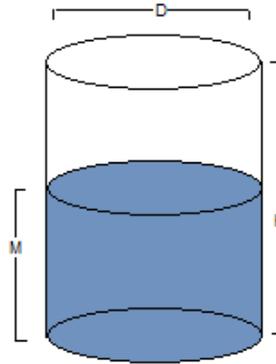
A=Ancho del tanque [m]

H= Altura del Tanque [m]

M=Nivel del fluido [m]

## b) Capacidad de tanques cilíndricos verticales

El volumen de este tipo de tanques se puede calcular de la siguiente forma:



**Figura 11: Tanque cilíndrico Vertical**

$$\text{Capacidad Tanque} = \frac{\pi D^2 H}{4} \text{ [m}^3\text{]} \quad \text{Ec. 2- 3}$$

$$\text{Volumen del Fluido} = \frac{\pi D^2 M}{4} \text{ [m}^3\text{]} \quad \text{Ec. 2- 4}$$

Donde:

H= Altura del Tanque [m]

M=Nivel del fluido [m]

D<sub>t</sub>= Diámetro del tanque [m]

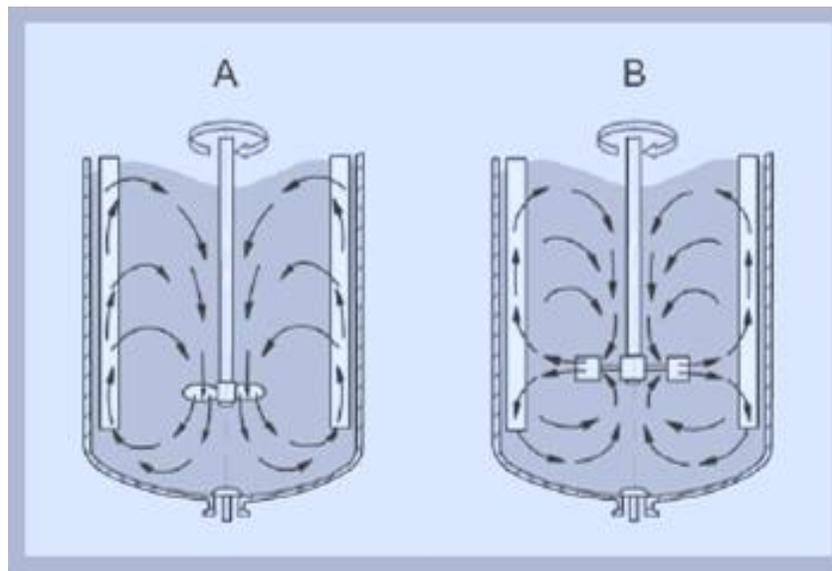
### 2.5.3 Agitadores

Los agitadores son equipos cuya operación mecánica permite obtener una mezcla homogénea. La agitación es una acción que introduce energía en el fluido por medio de las aspas del agitador y el eje que rota en función de un motor. Entonces se transfiere la energía

cinética al fluido y así induce el movimiento que se distribuye y mezcla el volumen en el recipiente. (Victor Suarez, 2011)

Los equipos de agitación normalmente se montan sobre un eje suspendido en la parte superior del tanque. Se determinan dos clases de agitadores según el tipo de flujo que generan:

- Flujo axial: Generan corrientes paralelas al eje impulsor.
- Flujo Radial: Generan corrientes en dirección tangencial-radial. (McCabe, 1993)



**Figura 12: Tipos de flujo de un agitador A= Flujo Axial y B= Flujo Radial (Universidad de Valparaiso Chile, 2008)**

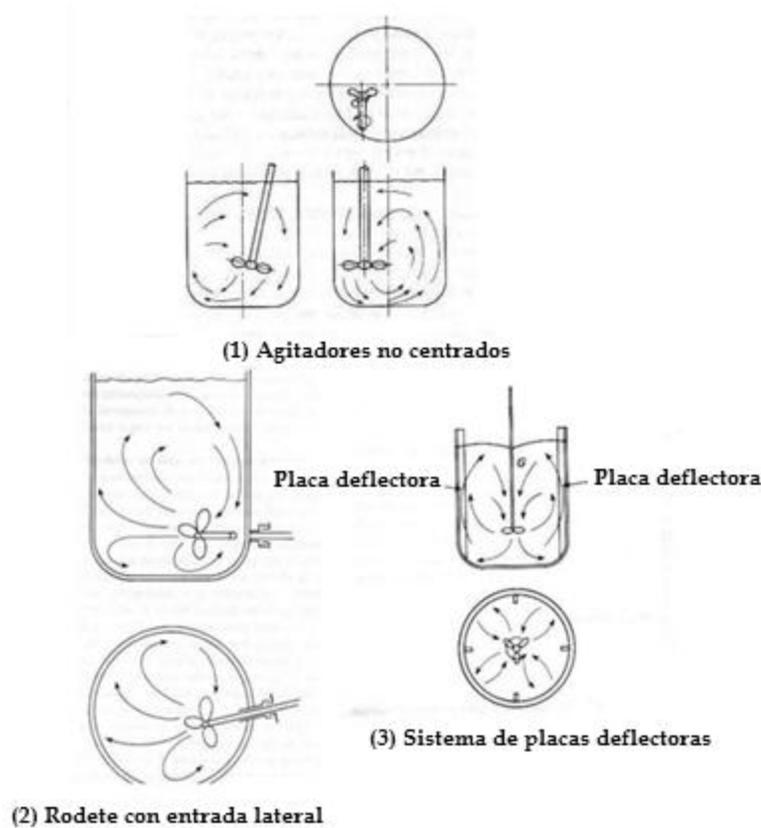
Además, se utilizan tres tipos principales de impulsores o agitadores para “líquidos de baja a moderada viscosidad” (McCabe, Smith, & Harriot, 2007). Estos son:

1. Paletas
2. Turbina
3. Hélice



La velocidad de flujo creada en el tanque por medio de un agitador de hélice tiene tres componentes con respecto al eje de rotación. (Universidad de Valparaiso Chile, 2008)

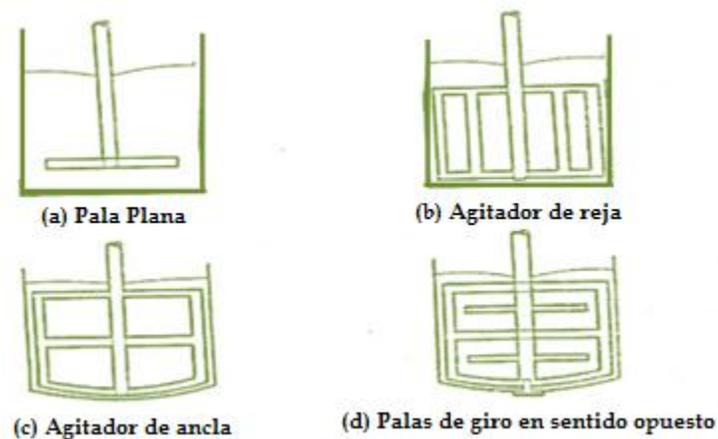
1. Radial: Esta actúa en dirección perpendicular al eje.
2. Longitudinal: Está actúa paralela al eje.
3. Rotatoria: Está actúa en dirección tangencial al círculo de rotación del eje.



**Figura 15: Flujos que se presentan con agitadores de tipo hélice. (Procesos Bio, 2013)**

Los flujos con el agitador tipo hélice no son tan buenos si el eje donde esté se encuentra montado es el centro del tanque (figura 15) por eso se deben colocar en diferentes ángulos inclinados para generar una mejor homogenización del fluido.

**Agitador de Palas o Paletas:** es un agitador de flujo radial. Se pueden operar a velocidades moderadas, ubicado en el centro del tanque. (McCabe, 1993) Usualmente se usan entre dos hasta cuatro paletas que giran en un eje vertical lo que impulsa el líquido de forma radial y tangencial. Su uso más común es para emulsiones, homogenizar, favorecer intercambio de calor o para la inyección de un gas en un fluido. (Virtual plant 2.0, 2013) Su desventaja es que necesitan placas deflectoras para velocidades elevadas porque el líquido forma remolinos que hace que el contenido se mueva pero que no se mezcle.



**Figura 16: Tipos de paletas. (Procesos Bio, 2013)**

**Agitador de Turbinas:** Es un agitador de flujo radial. El agitador está montado en la parte central del tanque donde se generan las corrientes radiales y tangenciales. La forma de las paletas es variable. Estas pueden ser rectas, curvas e inclinadas con ángulos o verticales. (Brown, 1955). Son útiles para operaciones de simple mezcla, como mezcla de líquidos miscibles y suspensión de sólidos. El flujo radial y tangencial genera vórtices y remolinos que se evitan al usar placas deflectoras. (Procesos Bio, 2013)

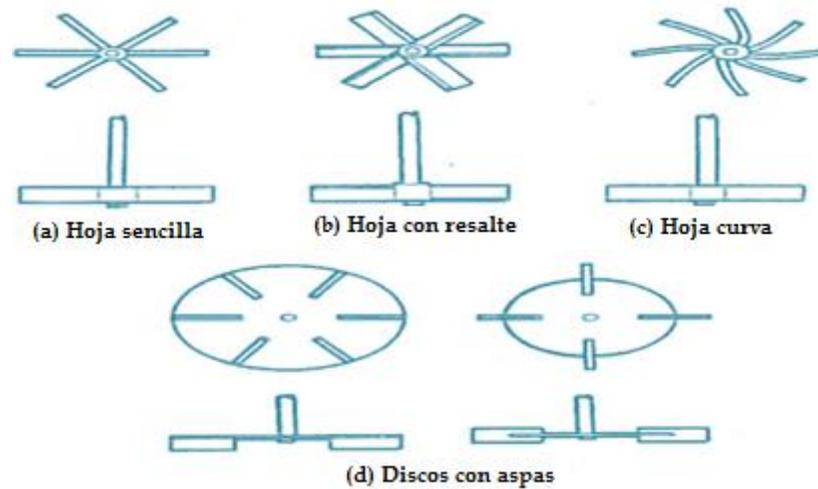


Figura 17: Tipo de agitadores de turbinas. (Procesos Bio, 2013)

### 2.5.3.1 Ecuaciones de diseño para el agitador.

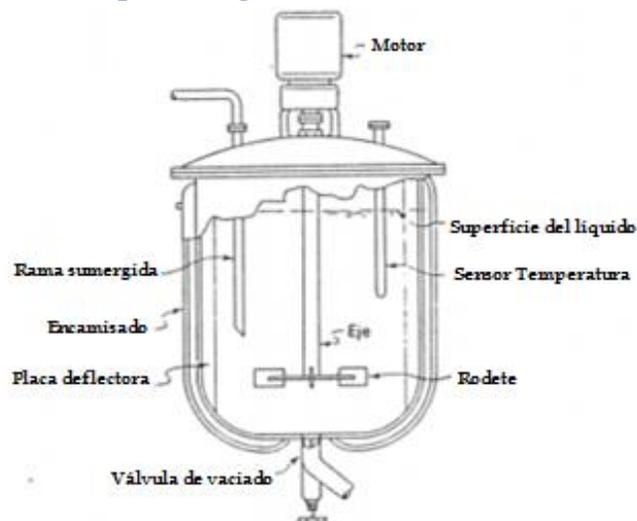


Figura 18: Esquema de un tanque agitado (McCabe, Smith, & Harriot, 2007)

Para el diseño del agitador se necesita determinar parámetros como: El número de Reynolds, la potencia del motor, altura del fluido en el tanque, longitud del brazo del agitador, espesor y diámetro del rodete, distancia entre el fondo del tanque y la paleta de agitación.

**2.5.3.1.1 Altura del líquido: Permite calcular que volumen de toda la capacidad del tanque es ocupada por el fluido que se mezcla. (Coker, 2001)**

$$h_L = \frac{V_t}{\pi \left(\frac{D_t}{2}\right)^2} \quad \text{Ec. 2- 5}$$

Donde:

$V_t$  = Volumen Total [m<sup>3</sup>]

$h_L$  = Altura del líquido [m]

$D_t$  = Diámetro del tanque [m]

**2.5.3.1.2 Longitud del brazo del agitador: se calcula para que tan largo es el soporte o tubo que sostiene el agitador. (Victor Suarez, 2011)**

$$L_{Brazo} = \frac{1}{2} D_t \quad \text{Ec. 2- 6}$$

Donde:

$L_{Brazo}$  = Longitud del brazo del agitador [m]

$D_t$  = Diámetro del tanque [m]

**2.5.3.1.3 Diámetro del rodete: Calcula el diámetro del agitador por medio de la siguiente relación. (Coker, 2001)**

$$D_a = \frac{1}{3} D_t \quad \text{Ec. 2- 7}$$

Donde:

$D_a$  = Diámetro del rodete [m]

$D_t$ = diámetro de tanque [m]

**2.5.3.1.4 Distancia entre el fondo del tanque y la paleta: calcula el espacio entre la parte inferior del tanque con la posición del agitador. (Oquendo Suarez & Trujillo Villa, 2011)**

$$x = h_L - L_{Brazo} \quad \text{Ec. 2- 8}$$

Donde:

$x$ = distancia entre el fondo del tanque y la paleta. [m]

$h_L$ = Altura del líquido. [m]

$L_{Brazo}$ = Longitud del brazo del agitador. [m]

**2.5.3.1.5 Número de Reynolds (Coker, 2001)**

$$\text{Nre} = \frac{(D)^2 * N * \delta}{\mu} \quad \text{Ec. 2- 9}$$

Donde:

Nre= Número de Reynolds

$D$ = Diámetro del Tanque o rodete [m]

$N$  = número de revoluciones por segundo

$\delta$ = Densidad en [Kg/m<sup>3</sup>]

$\mu$ = Viscosidad en [Kg/m seg]

### 2.5.3.1.6 Número de potencia (Coker, 2001)

$$Np = \frac{P}{N^3 \cdot \delta \cdot DA} \quad \text{Ec. 2- 10}$$

Donde:

$Np$  = Número de potencia

$P$  = Potencia [W]

$N$  = Número de revoluciones por segundo [rps]

$\delta$  = Densidad en [Kg/m<sup>3</sup>]

$D_t$  = Diámetro del Tanque [m]

### 2.5.3.1.7 Potencia del motor

Cuando el flujo es laminar para números de Reynolds entre 10-300 se puede calcular la potencia del motor utilizando la siguiente ecuación (Coker, 2001)

$$P = \frac{K_2}{g_c} \mu N^3 D_a^5 \quad \text{Ec. 2- 11}$$

Cuando el flujo es completamente turbulento para número de Reynolds mayores a 10000 y en tanques que contengan 4 placas o baffles, se puede calcular la potencia del motor con la siguiente ecuación. El problema es encontrar el valor adecuado de la constante  $K_3$  para el tipo de agitador seleccionado.

$$P = \frac{K_3}{g_c} \delta N^3 D_a^5 \quad \text{Ec. 2- 12}$$

Donde :

P= Potencia de motor [ft.lbf/s]

$g_c$ =factor de conversión 32,174 [lb/lbf.s<sup>2</sup>]

$\delta$ = densidad del fluido [lb/ft<sup>3</sup>]

N= revoluciones por segundo [rps]

$\mu$ = viscosidad [centipoise]

Una tercera opción para calcular la potencia es por medio del número de potencia que normalmente cada agitador ya tiene determinado. (Coker, 2001)

$$P = N_p \delta N^3 D A^5 \quad \text{[Watts]} \quad \text{Ec. 2- 13}$$

Donde:

$N_p$ = Número de Potencia

$\delta$ = Densidad [kg/m<sup>3</sup>]

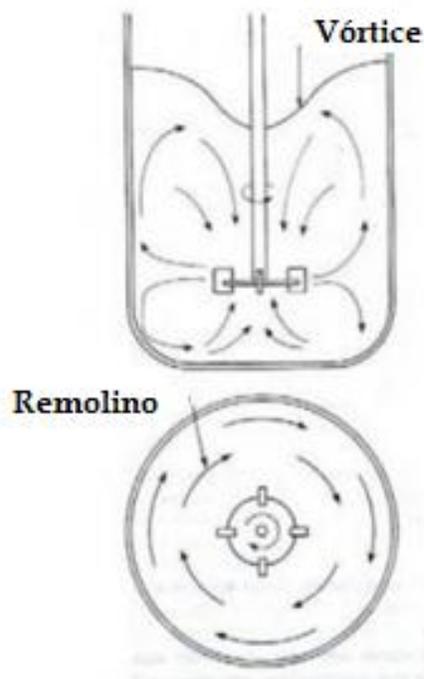
N= velocidad rotacional [rps]

$D_a$ = diámetro del rodete [m]

### 2.5.3.2 Problema en la agitación

**Flujo Circular:** es un problema para la agitación y mezcla porque este flujo hace que el fluido se mueva de forma laminar y por consiguiente no existe una mezcla completa en todo el tanque. Este se caracteriza por formar vórtices que arrastran el material pero no lo mezclan por lo cual para evitar el flujo circular se colocan deflectores que interrumpen el flujo creando turbulencia que permite la mezcla del contenido del tanque. (Procesos Bio, 2013)

Los agitadores de aspas generan vórtices (figura 19) y estos pueden crecer con la velocidad. La eficiencia del mezclado en sistemas que generan remolinos es menor que un sistema donde no se generan



**Figura 19: Generación de vórtices. (Procesos Bio, 2013)**

## **Soluciones a los problemas de agitación**

***Placas deflectoras o cortacorrientes verticales:*** son accesorios que se colocan en el tanque de agitación con el objetivo de aumentar la efectividad de mezcla. Por ejemplo: un remolino que gira en el tanque con gran velocidad tiene poco efecto en la mezcla. Normalmente para tanques se usan 4 placas deflectoras para evitar esos remolinos o para casos donde el eje de montaje del agitador no sea en el centro, como es el caso de los agitadores de tipo hélice. (James Couper, 2005)

***Colocar agitador fuera del eje central del tanque:*** En tanques grandes el agitador del tipo hélice puede montarse en forma lateral, con el eje en un plano horizontal, pero no en la dirección del radio y así se puede evitar remolinos.

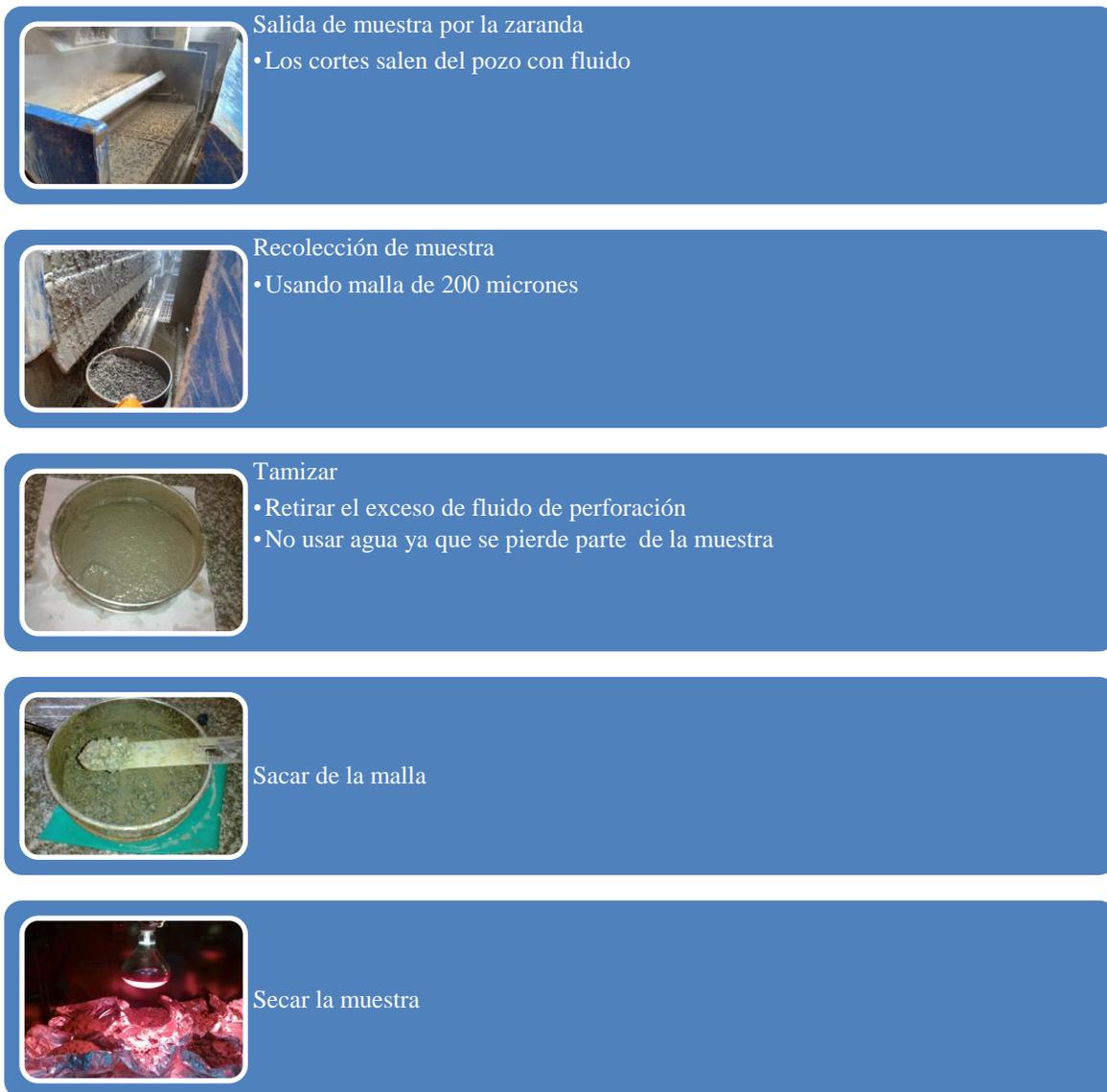
## Capítulo 3: Estudio de arcillas

---

Este capítulo contiene el estudio de arcillas para el campo SE-01, los fundamentos experimentales, los análisis de las pruebas de laboratorio y conclusiones parciales donde se determina la formulación de fluido más optima para la perforación de los pozos localizados en Orellana- Ecuador.

### 3.1 Obtención de muestras

Las muestras se recogieron del pozo SE-01, ubicado en la provincia de Orellana-Ecuador, desde los 700 pies hasta los 10300 pies de profundidad. Aproximadamente se recolectaron en intervalos de 100 pies, para lo cual se utilizó un tamiz de 200 micrones. El proceso de muestreo empieza con los cortes de salida de las zarandas (equipo que se usa para separar los sólidos y líquidos por medio de vibración) cuando salen los cortes de la profundidad deseada se recolectan en el tamiz de 200 micrones; se espera que el fluido de perforación pase por la malla y se filtre de tal forma que solo queden los cortes sólidos dentro de ella. El siguiente paso es secar los cortes y así poder realizar las pruebas de laboratorio. Es importante mencionar que las muestras en este proceso no deben ser lavadas con agua, debido a que es muy probable que se pierda el contenido real de arcilla; perjudicando los análisis realizados en el laboratorio. Este proceso se detalla en la figura 20.



**Figura 20: Proceso de recolección de muestras**

### 3.2 Formulación base de fluido de perforación

En la siguiente tabla se encuentra la formulación base propuesta para esta tesis. A esta formulación se le añade las concentraciones de diferentes inhibidores de arcillas (tabla 5), por lo tanto el estudio consiste en evaluar cual es el inhibidor que hace que toda la formulación sea la más óptima para operar en este campo.

**Tabla 5: Formulación base de un fluido de perforación con muestras de SE-01**

IDENTIFICACIÓN	FUNCIONES	CONCENTRACIÓN (LB/BBL)
POLIMERO	ENCAPSULADOR/ INHIBIDOR	1,2
GOMA XÁNTICA	VISCOSIFICANTE	0,7
POLIMERO POLIANIÓNICO	PERDIDA DE FLUIDO	1
POLÍMERO POLIANIÓNICO	CONTROL PERDIDA DE FLUIDO	1
GILSONITA	INHIBIDOR LUTITAS	1
GILSONITA	INHIBIDOR DE LUTITAS	1
PROTEÍNA BASE SÍNTETICA	PREVENCIÓN DE EMBOLAMIENTO/ANTIACRECIÓN /LUBRICANTE	2,5
CARBONATO	DENSIFICANTE	90
CARBONATO	DENSIFICANTE	8
CARBONATO	DENSIFICANTE	10
POLIAMINAS	INHIBIDOR DE ARCILLAS	VARIACIONES

### 3.2.1 Variación de inhibidores a la formulación base

Los inhibidores son sustancias que se agregan a fluido de perforación que, a través de intercambio catiónico, permite minimizar la hidratación de las arcillas con el fluido. Así se logra controlar el proceso de perforación permitiendo una operación libre de: estancamientos de tubería, pérdidas de presión y derrumbes del pozo que causarían el cierre de la operación, lo que significa pérdidas económicas como consecuencia de empezar en una nueva locación.

Para este estudio de arcillas se utilizaron siete inhibidores que se añadieron a la formulación base en diferentes concentraciones. Las formulaciones son nombradas como P<sub>A</sub> hasta P<sub>S</sub>. En la tabla 7 se detallan 18 formulaciones diferentes y un blanco que se denomina “P<sub>r</sub>”. Todas son sometidas a diferentes pruebas de laboratorio para evaluar cual

es la que permite que el fluido sea el más óptimo en la perforación del campo mencionado anteriormente.

**Tabla 6: Variaciones en la concentración de inhibidores (Parte experimental)**

Concentración de inhibidores [lb/bbl]	TIPO I	TIPO II	TIPO III	TIPO IV	TIPO V	TIPO VI	TIPO VII
FORMULACIÓN							
PA	2,3	-	-	-	-	-	-
PB	-	2,3	-	-	-	-	-
PC	0,7	1,6	-	-	-	-	-
PD	1,6	0,7	-	-	-	-	-
PE	-	-	2,3	-	-	-	-
PF	-	-	2,3	-	-	-	1,5
PG	-	2,3	-	-	-	-	1,5
PH	2,3	-	-	-	-	-	1,5
PI	1,5	1	-	-	-	-	-
PJ	1,5	1	-	-	-	-	1,5
PK	-	-	-	2,3	-	-	-
PL	-	-	-	-	2,3	-	-
PM	1,3	-	-	1,3	-	-	-
PN	-	1,3	-	1,3	-	-	-
PO	-	-	-	-	-	2,3	-
PP	1,3	-	-	-	-	1,3	-
PQ	-	1,3	-	-	-	1,3	-
PR	-	-	-	-	-	-	-
PS	-	-	-	-	-	-	2,5

En la tabla 7 se detallan las diferentes formulaciones con su respectiva concentración de inhibidores. Por ejemplo, en el caso de la formulación P<sub>A</sub> contiene 2,3 libras por barril [lb/bbl] del inhibidor Tipo I y en el caso de P<sub>R</sub> que es el blanco se indica que no tiene concentración de ningún inhibidor.

Las siguientes fotografías muestran los inhibidores que se utilizan para el estudio. Se pueden observar características físicas como: estado físico y color.



**Figura 21: Inhibidor Tipo I**



**Figura 22: Inhibidor Tipo II**



**Figura 23: Inhibidor Tipo III**



**Figura 24: Inhibidor Tipo IV**



**Figura 25: Inhibidor Tipo V**



**Figura 26: Inhibidor Tipo VI**



**Figura 27: Inhibidor Tipo VII**

### **3.3 Pruebas de laboratorio**

Por medio de las siguientes pruebas de laboratorio: Azul de metileno, hinchamiento lineal, índice de rendimiento, dispersión y tiempo de succión capilar se comparan las formulaciones propuestas de la tabla 6. Los procedimientos son estándares según norma API. Fueron aprendidos durante las prácticas pre-profesionales (Recommended Practice for field testing Water-based fluids 13-B1, 2009) .

#### **3.3.1 Prueba azul de metileno**

El objetivo de esta prueba es obtener la capacidad de intercambio catiónico que tiene cada muestra. Estos valores indican la reactividad que tienen las arcillas y sus datos se usan para crear la curva de: Reactividad vs. Profundidad que se presenta más adelante en este capítulo. Finalmente, se puede elegir la muestra más reactiva que es la seleccionada para realizar las pruebas de laboratorio restantes.

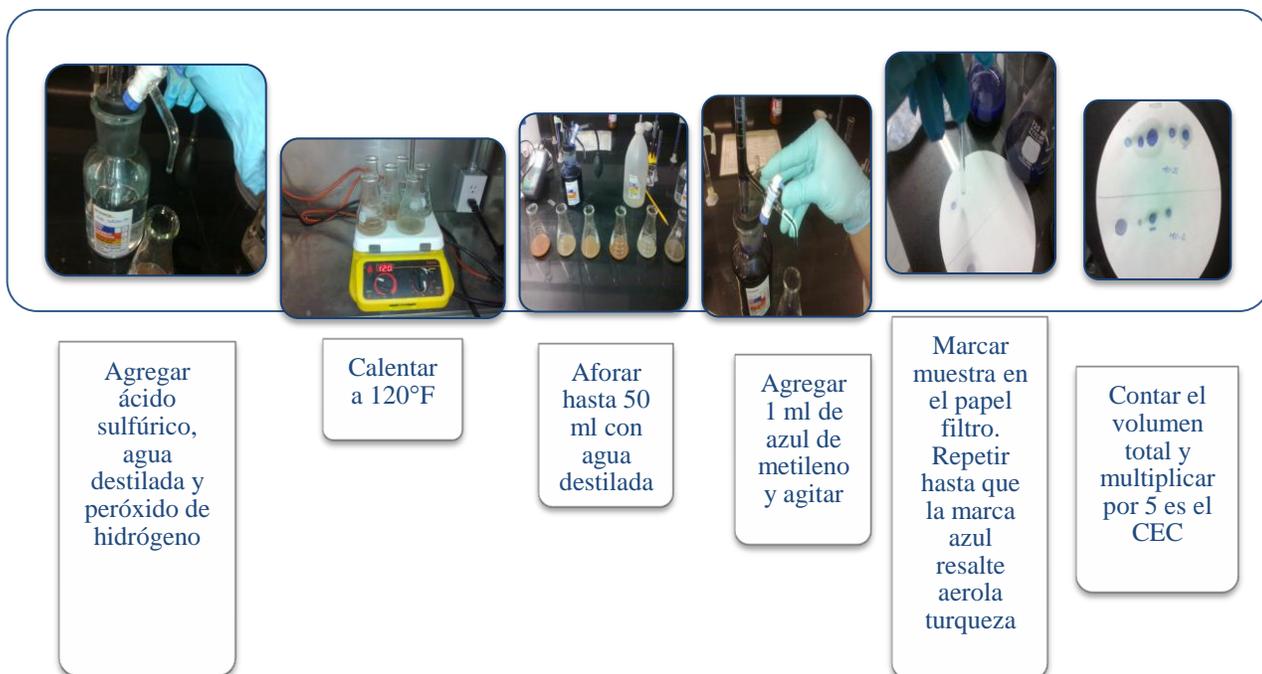
Materiales:

- a. Un Matraz Erlenmeyer de 250 ml.
- b. Varilla de agitación de vidrio
- c. Plato de calentamiento
- d. Papel filtro

- e. Solución de Azul de metileno: 1ml = 0,01 mili equivalentes;
- f. Peróxido de hidrogeno 3%
- g. Solución de ácido sulfúrico 5N

#### Procedimiento

- Para una muestra de 1 g de corte seco se agregan:
  - 10 ml de agua destilada
  - 15 ml de peróxido de hidrogeno 3%
  - 0,5 ml de ácido sulfúrico, 5N
- Mezclar todo y colocar en la plancha de calentamiento hasta que mezcla burbujee.
- Diluir con agua destilada hasta los 50 ml.
- Adicionar azul de metileno mililitro por mililitro; Después de cada mililitro agitar y mientras los sólidos están suspendidos se sumerge el agitador de vidrio con muestra y se coloca en el papel filtro formando una gota.
- Se alcanza el valor máximo cuando una gota tiene un círculo externo de color turquesa o azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos por el azul de metileno.
- Para asegurarse que el punto sea el corrector agitar por dos minutos más y colocar otro mililitro de azul de metileno. Si mira que el círculo turquesa aparece el punto final se ha alcanzado en caso contrario se debe continuar añadiendo azul de metileno en el Erlenmeyer.
- Al final se registra el valor del volumen utilizado contando la cantidad de gotas en el papel filtro que es equivalente a un mililitro de azul de metileno.



**Figura 28: Procedimiento de obtención de capacidad de intercambio catiónico de las arcillas. (Recommended Practice for field testing Water-based fluids 13-B1, 2009)**

### 3.3.2 Prueba de hinchamiento lineal.

El objetivo de esta prueba es observar el porcentaje de hinchamiento del corte más reactivo cuando se encuentra sumergido en el fluido de perforación. Esta prueba consiste en hacer una pastilla del corte y sumergirla por 48 horas en el fluido de perforación.

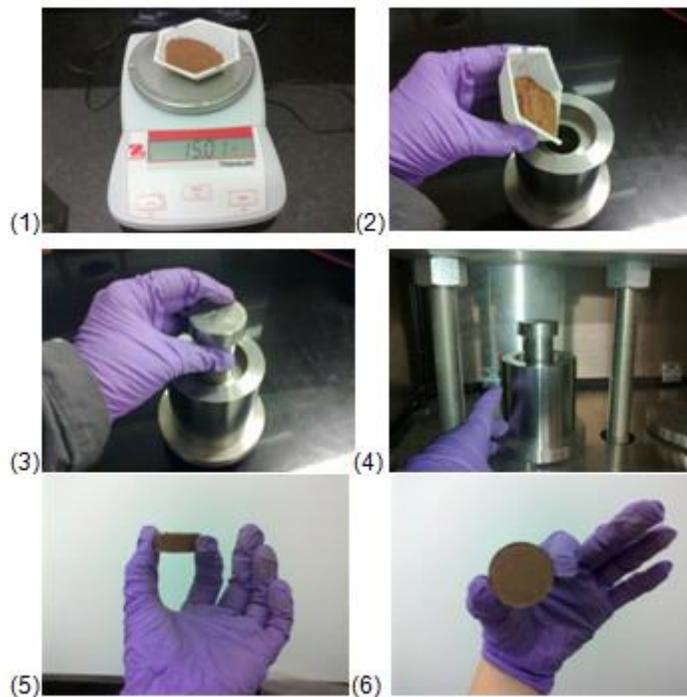
Procedimiento para hacer la pastilla (ver figura 30)

- Elegir un corte más reactivo que se encuentre entre 4000-8000 ft de profundidad
- Triturar cortes de perforación secos.
- Pesar 10 gramos del corte
- Colocar el polvo en el compactador y someterlo a 10000 PSI por 30 minutos

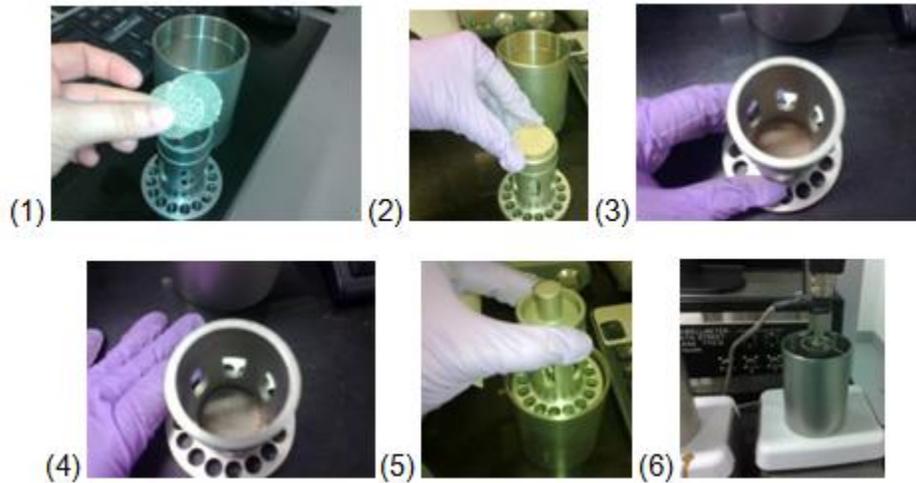
- Sacar del equipo la pastilla y pesarla.

Procedimiento para el equipo de Hinchamiento lineal (ver figura 31)

- Cada celda se debe calibrar en cero
- Se coloca la pastilla
- Se llena la celda con el fluido de perforación
- Esperar por 48 horas.
- Se obtiene la curva de hinchamiento con su porcentaje.



**Figura 29: Proceso para hacer una pastilla de arcilla.**



**Figura 30: Montaje de la pastilla en el equipo de hinchamiento lineal.**

### 2.5.3.1 Índice de rendimiento

El objetivo de esta prueba es apoyar a la prueba del hinchamiento lineal. Puesto que es una prueba cualitativa que muestra la calidad del fluido de perforación en base del hinchamiento de la pastilla en el equipo del hinchamiento lineal.

Procedimiento para hacer la pastilla

- Elegir un corte más reactivo que se encuentre entre 4000-8000 ft de profundidad
- Triturar cortes de perforación secos.
- Pesar 10 gramos del corte
- Colocar el polvo en el compactador y someterlo a 10000 PSI por 30 minutos
- Sacar la pastilla

- Pesar la Pastilla inicial (antes del hinchamiento lineal)
- Pesar la Pastilla seca (después del hinchamiento lineal)

#### Cálculo del índice de rendimiento

$$\text{Índice de Rendimiento} = 100\% - \left( \frac{\text{Peso final} - \text{Peso inicial}}{\text{Peso inicial}} \right) * 100 \quad \text{Ec. 3- 7}$$

Los resultados del índice de rendimiento permiten clasificar al fluido de perforación según la tabla 8.

**Tabla 7: Valoración del índice de rendimiento (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

ÍNDICE DE RENDIMIENTO	
< 70%	POBRE
70-80%	MALO
80-85%	BUENO
85-90%	MUY BUENO
90-95%	EXCELENTE

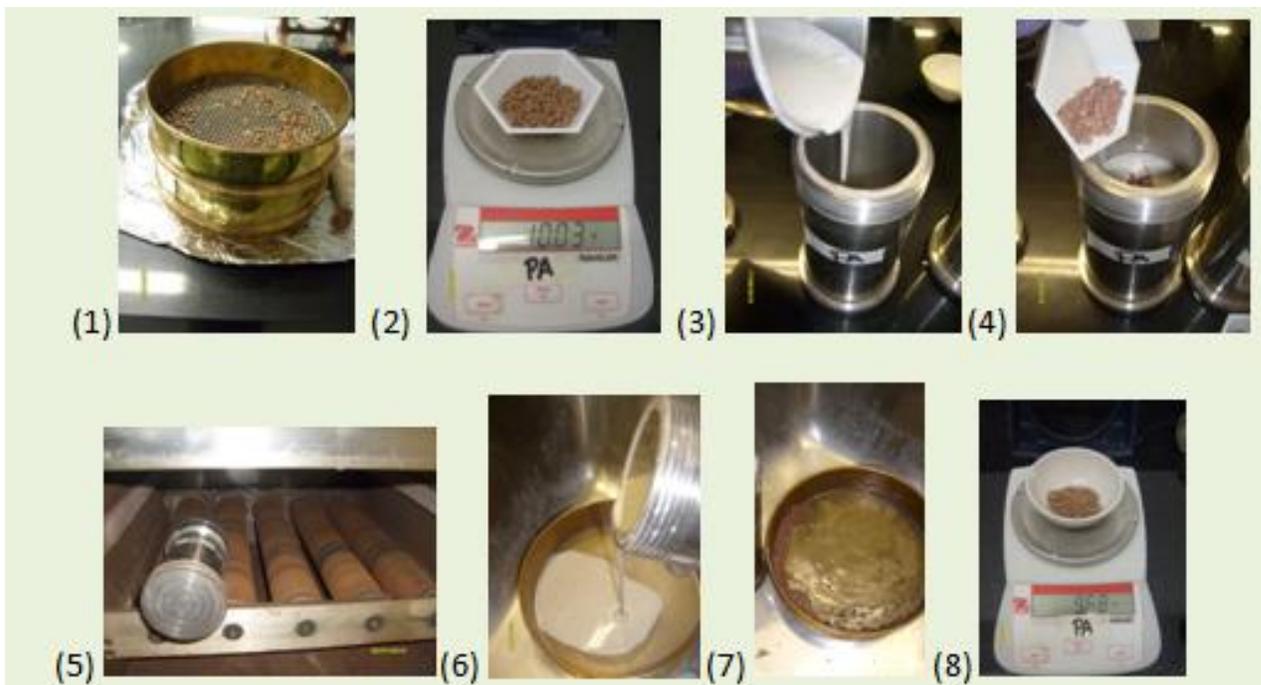
### 3.3.3 Prueba de dispersión de arcillas

El objetivo de este es observar el porcentaje de la formación que se dispersa y el que se recupera al estar en contacto con el fluido de perforación.

#### Procedimiento

- Recolectar cortes de perforación secos.
- Tamizar los cortes entre tamiz de 5 micrones y tamiz de 20 micrones.

- Pesar 10 gramos de corte que se queden en tamiz de 20 micrones.
- En una celda de rolado colocar el fluido de perforación que se desea probar junto con los 10 gramos de corte.
- Rolar el lodo en el horno por 6 horas a una temperatura de 150°F
- Esperar que se enfríe
- Tamizar el contenido de la celda en un tamiz de 80 micrones.
- Lavar la malla para eliminar el lodo con una solución de KCL al 15%
- Los cortes recuperados se deben secar y pesar para obtener el peso final.



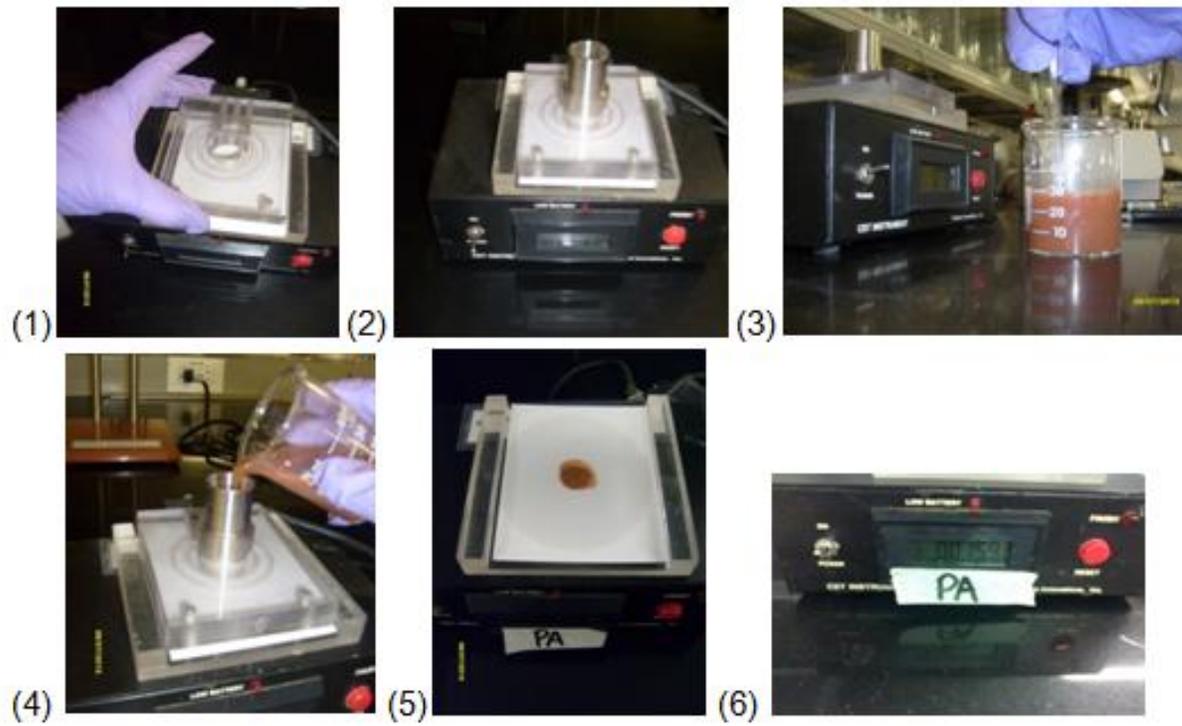
**Figura 31: Procedimiento de la prueba de dispersión de arcillas.**

### 3.3.4 Prueba de tiempo de succión capilar

El objetivo de esta prueba es apoyar a la prueba del hinchamiento lineal. Esta prueba consiste en: colocar la arcilla, el inhibidor y el agua en el equipo. Entonces, se espera que la arcilla actúe en contacto con los dos componentes. El comportamiento normal de la arcilla es la absorción del agua, pero con la presencia del inhibidor se evita que el agua hinche la arcilla. Durante el proceso que los componentes están en contacto, el agua que no hidrata a la arcilla se desplaza a través del papel filtro y pasa por dos sensores de humedad que miden el tiempo que le toma pasar de un sensor a otro.

Procedimiento (figura 32)

- Elegir un corte más reactivo que se encuentre entre 4000-8000 ft de profundidad. (sección 12 ¼ )
- Triturar cortes de perforación secos.
- Pesar 2 gramos del corte.
- Mezclar los dos gramos en 24 ml de agua.
- Añadir el inhibidor en el volumen proporcional al de la formulación.
- Colocar el papel filtro.
- Añadir la muestra en el equipo de succión capilar
- Esperar que el equipo indique el tiempo.



**Figura 32: Procedimiento de la prueba de “Tiempo de Succión capilar”**

### **3.4 Resultados de la pruebas**

A continuación se muestran los resultados que se obtienen con las pruebas de laboratorio mencionadas en el punto anterior.

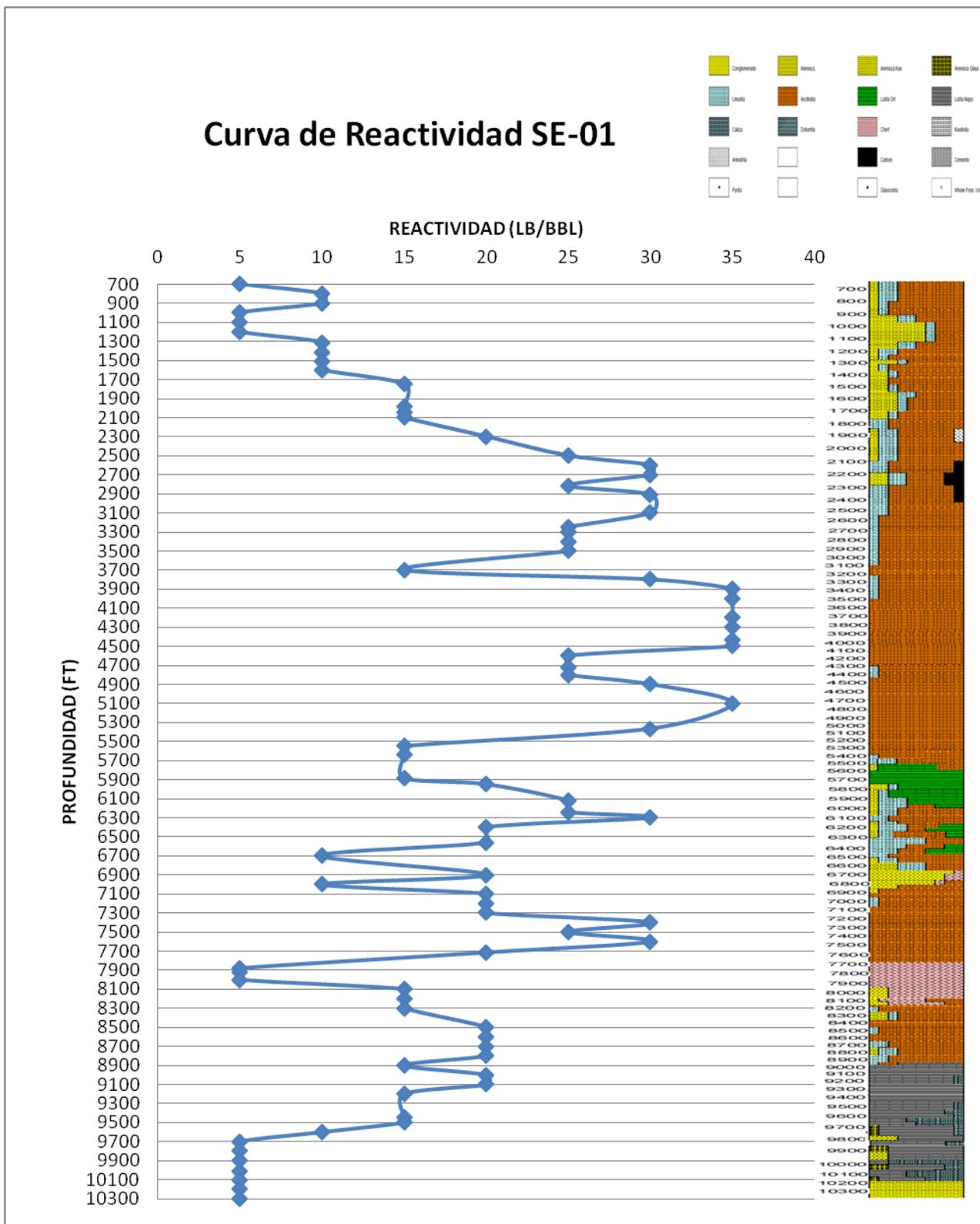
#### **3.4.1 Curva de reactividad del campo en estudio.**

Los resultados de la prueba de azul de metileno se pueden ver en la tabla 8 donde muestran los datos de cada profundidad con su respectiva reactividad. Finalmente, se grafica la curva de reactividad que son los datos de Reactividad vs. Profundidad a la que se le adiciona la curva litológica que indica como varia a medida que aumenta la profundidad.

En la gráfica 1 se puede ver que en profundidades bajas se encuentran arcillas con baja reactividad y a medida que aumenta la profundidad va aumentando la reactividad. Se eligen las muestras más reactivas en la formación “Tiyuyacu”(ver tabla 2). Las dos muestras elegidas para este estudio son de las siguientes profundidades: 7400 y 7600 pies, las dos muestras tienen una capacidad de intercambio catiónico de 30 lb/bbl.

**Tabla 8: Profundidad de las muestras con su correspondiente reactividad**

Profundidad [FT]	Reactividad [LB/BBL]	Profundidad [FT]	Reactividad [LB/BBL]
700	5	5885	15
800	10	5950	20
900	10	6125	25
1000	5	6240	25
1100	5	6300	30
1200	5	6400	20
1310	10	6560	20
1420	10	6700	10
1510	10	6900	20
1600	10	7000	10
1750	15	7100	20
1980	15	7200	20
2050	15	7300	20
2100	15	7400	30
2300	20	7500	25
2500	25	7600	30
2600	30	7715	20
2700	30	7880	5
2815	25	7920	5
2910	30	8000	5
3100	30	8100	15
3250	25	8200	15
3300	25	8300	15
3400	25	8500	20
3500	25	8600	20
3700	15	8700	20
3800	30	8800	20
3900	35	8900	15
4000	35	9000	20
4200	35	9100	20
4300	35	9200	15
4430	35	9450	15
4500	35	9500	15
4600	25	9600	10
4720	25	9700	5
4800	25	9800	5
4900	30	9900	5
5100	35	10010	5
5366	30	10100	5
5550	15	10200	5
5640	15	10300	5



Gráfica 1: Curva de reactividad (Profundidad vs. Reactividad) + litología cada 200 pies. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)

### 3.4.1.1 Análisis de muestras más reactivas.

Las muestras de 7400 y 7600 pies de profundidad fueron enviadas a la Escuela Politécnica Nacional para un análisis de difracción de rayos x. Los resultados relevantes se pueden ver en la tabla 9. Las muestras seleccionadas son las más reactivas en el intervalo de perforación de 4000 a 8200 pies.

Muestra 1: 7600 ft		
Muestra 2: 7600 ft		
Mineral	Muestra 1 (%)	Muestra 2 (%)
Caolinita	35	27
Ilitas	2	2
Montmorillonita	2	2

**Tabla 9: Informe de difracción de rayos x para las muestras más reactivas del pozo SE-01. (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

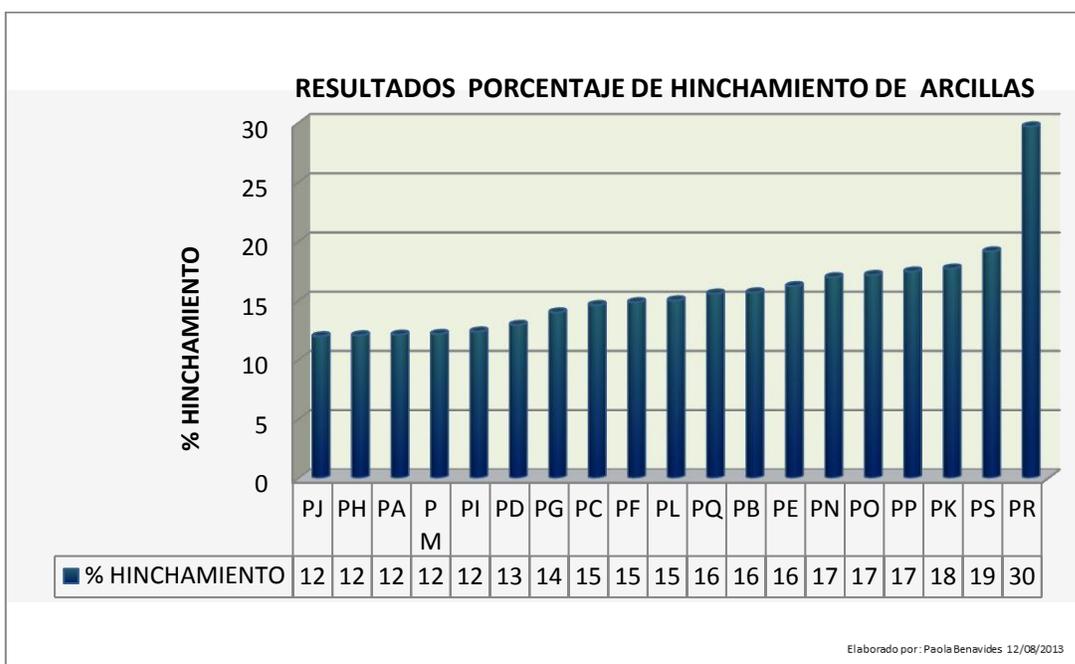
En la tabla 9 se puede ver el porcentaje de los diferentes minerales en las muestras 1(7400 ft) y muestra 2 (7600 ft). El contenido es significativo porque indica que hay arcillas hinchables como: Montmorillonita (arcilla laminar muy hinchable) y Ilita (arcilla laminar levemente hinchable) y a su vez indica la existencia de un porcentaje mayor de caolinitas lo que indica una tendencia a que estas arcillas se dispersen en el fluido.

### 3.4.2 Resultados del hinchamiento lineal e índice de rendimiento.

En la tabla 10 se indican los valores de hinchamiento de la arcilla en cada formulación.

**Tabla 10: Resultados de la prueba de hinchamiento lineal de arcillas.**

FORMULACIÓN	% HINCHAMIENTO
PA	12,1
PB	15,67
PC	14,6
PD	12,93
PE	16,2
PF	14,84
PG	13,98
PH	12,05
PI	12,37
PJ	11,97
PK	17,68
PL	15
PM	12,16
PN	16,95
PO	17,14
PP	17,43
PQ	15,57
PR	29,68
PS	19,13



**Gráfica 2: Resultados de la tabla 10 ordenados de menor a mayor.**

En la gráfica 2 se observa que las primeras seis formulaciones tienen valores de hinchamiento parecidos entre 12 -13 %. Indicando que las concentraciones de los

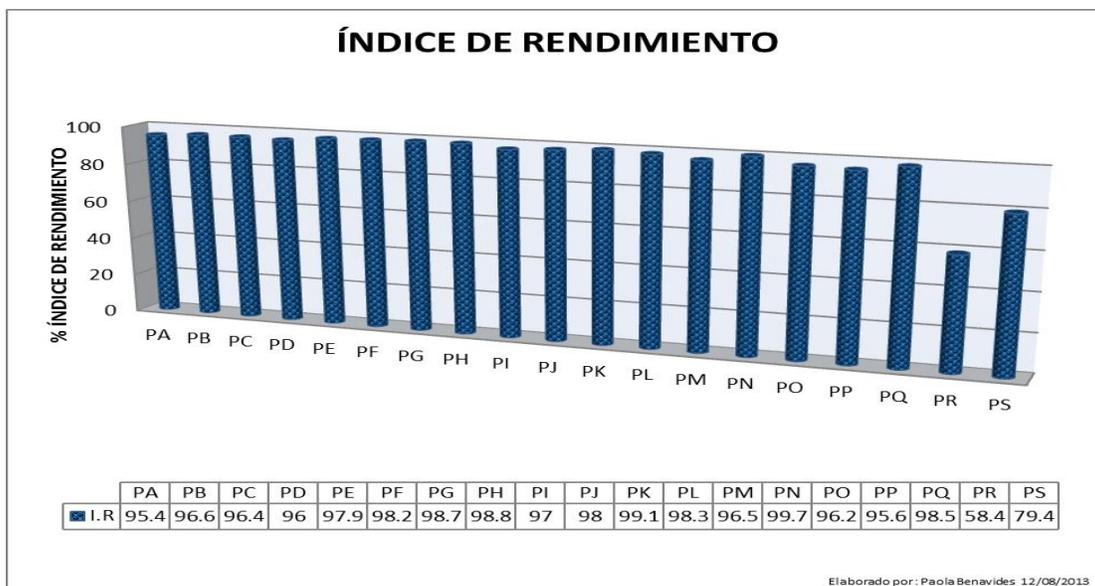
inhibidores de estas formulaciones minimizan el hinchamiento de las arcillas comparados a las mezclas posteriores en la gráfica.

**Tabla 11: Resultados de la prueba de índice de rendimiento.**

FORMULACIÓN	PESO INICIAL (gr.)	PESO FINAL (gr.)	INDICE DE RENDIMIENTO (%)	CALIDAD DEL FLUIDO
PA	10,02	10,48	95,41	EXCELENTE
PB	9,94	10,28	96,58	EXCELENTE
PC	9,84	10,19	96,44	EXCELENTE
PD	10,01	10,41	96,00	EXCELENTE
PE	9,84	10,05	97,87	EXCELENTE
PF	10,2	10,38	98,24	EXCELENTE
PG	10,06	10,19	98,71	EXCELENTE
PH	10,08	10,2	98,81	EXCELENTE
PI	9,82	10,11	97,05	EXCELENTE
PJ	9,96	10,16	97,99	EXCELENTE
PK	10,06	10,15	99,11	EXCELENTE
PL	9,93	10,1	98,29	EXCELENTE
PM	9,94	10,29	96,48	EXCELENTE
PN	9,92	9,95	99,70	EXCELENTE
PO	9,82	10,19	96,23	EXCELENTE
PP	9,93	10,37	95,57	EXCELENTE
PQ	9,7	9,85	98,45	EXCELENTE
PR	9,21	13,04	58,41	POBRE
PS	9,94	11,99	79,38	MALO

En la tabla 11 se observan: el peso inicial de cada pastilla de arcilla que se coloca en el equipo de hinchamiento, el peso final que se obtiene después de que la pastilla ha estado en contacto con el fluido por más de 12 horas, los cálculos del índice y la valoración de fluido en base a este porcentaje (ver tabla 8). Esta prueba se caracteriza por dar información cualitativa en base a los porcentajes de hinchamiento de las arcillas.

La mayoría de formulaciones se obtienen como fluidos que permitirían la perforación y esto se puede ver mejor si se compara con las formulaciones PR y PS que se catalogan como fluidos no óptimos para perforar.



**Gráfica 3: Índice de rendimiento del fluido propuesto con sus variaciones.**

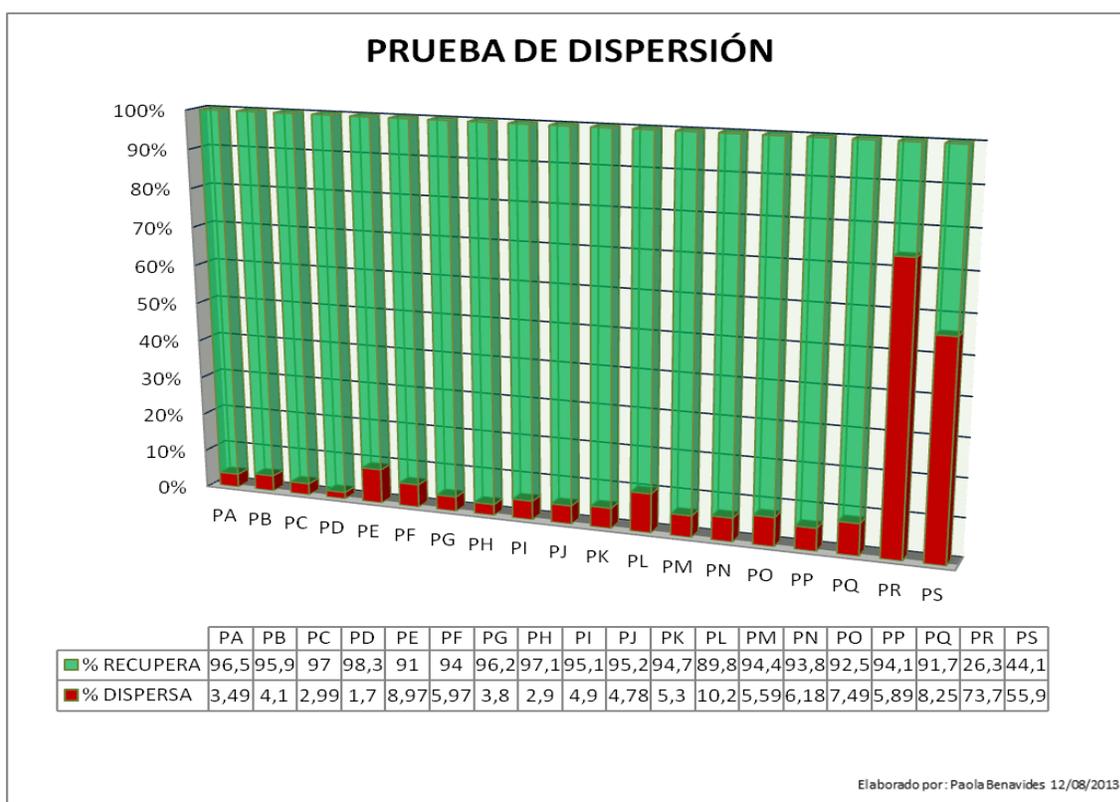
### 3.4.3 Resultados de la prueba de dispersión

En la tabla 12 se indica el porcentaje de dispersión y recobro de arcillas en el lodo.

**Tabla 12: Prueba de dispersión de arcilla.**

FORMULACIÓN	PESO INICIAL (gr.)	PESO FINAL (gr.)	% DISPERSIÓN	% RECOBRO
PA	10,03	9,68	3,49	96,51
PB	10,01	9,6	4,10	95,90
PC	10,02	9,72	2,99	97,01
PD	10	9,83	1,70	98,30
PE	10,03	9,13	8,97	91,03
PF	10,05	9,45	5,97	94,03
PG	10,01	9,63	3,80	96,20
PH	10,01	9,72	2,90	97,10
PI	10,01	9,52	4,90	95,10
PJ	10,05	9,57	4,78	95,22
PK	10	9,47	5,30	94,70
PL	10,02	9	10,18	89,82
PM	10,01	9,45	5,59	94,41
PN	10,04	9,42	6,18	93,82
PO	10,01	9,26	7,49	92,51
PP	10,01	9,42	5,89	94,11
PQ	10,06	9,23	8,25	91,75
PR	10,04	2,64	73,71	26,29
PS	10,01	4,41	55,94	44,06

El valor que nos interesa en esta prueba es el porcentaje de recobro (este se obtiene por medio de la diferencia de valores iniciales y finales de la pastilla, multiplicado por 100, dividido para el valor inicial de la pastilla y restando este valor a 100). El porcentaje de recobro indica lo que no se incorpora al fluido y lo que se puede recuperar mientras que porcentaje de dispersión es el que nos da el indicio que el fluido de perforación puede ganar peso. Lo que se busca es un valor más cercano al 100% de recobro porque la muestra no se dispersaría en el fluido. En cambio si los valores de dispersión son altos son preocupantes porque significa que pueden cambiar la densidad del fluido.



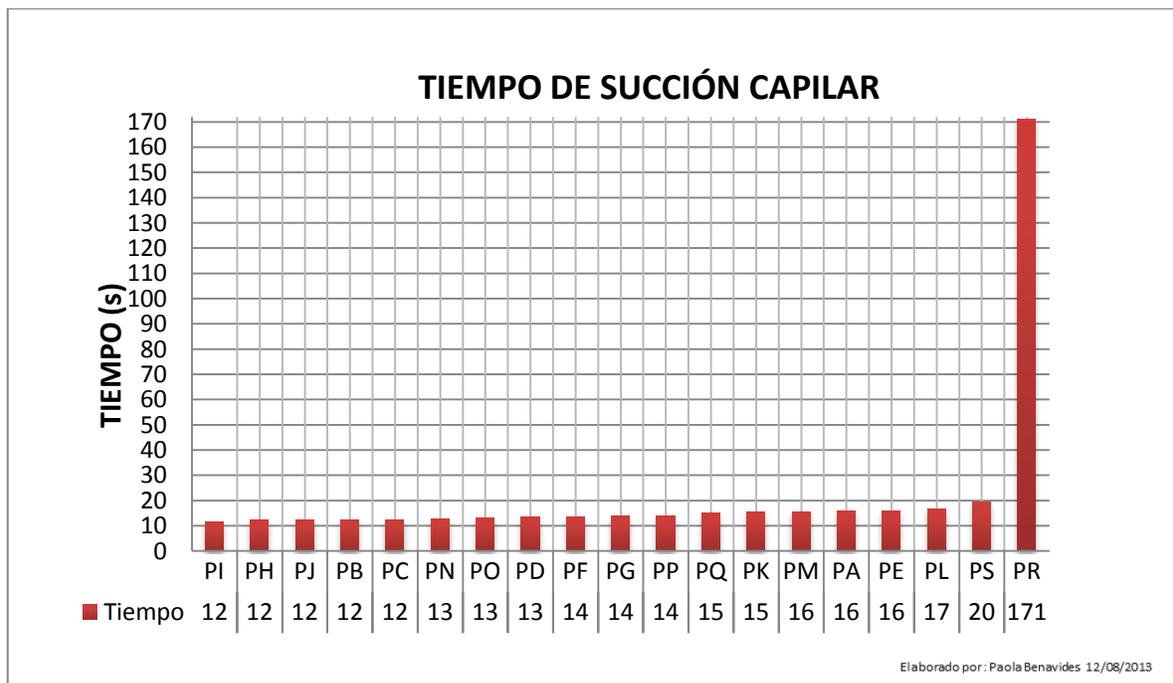
**Gráfica 4: Prueba de dispersión de arcillas**

En la gráfica 4 se puede ver que las formulaciones que tienen el mayor porcentaje de recobro y por lo tanto, menor dispersión son: P<sub>D</sub>, P<sub>H</sub>, P<sub>C</sub> y P<sub>A</sub> sus valores de dispersión son menores al 4,5%.

### 3.4.4 Resultados de la prueba de succión capilar

Tabla 13: Resultados de la prueba de succión capilar

FORMULACIÓN	TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR [s]
PI	11,5
PH	12,2
PJ	12,2
PB	12,4
PC	12,4
PN	12,7
PO	13,1
PD	13,4
PF	13,7
PG	13,8
PP	14
PQ	15
PK	15,4
PM	15,7
PA	15,9
PE	16
PL	16,7
PS	19,5
PR	171,1



Gráfica 5: Tiempo de succión capilar en orden creciente

El tiempo de succión capilar indica la interacción del inhibidor con la arcilla. Se observa en la grafica 5 que los valores de tiempo son aproximadamente iguales para las primeras cinco formulaciones ( $P_I$ ,  $P_H$ ,  $P_J$ ,  $P_B$  y  $P_C$ ), pero si se observan los valores de la tabla 13 se puede ver que los tiempos varían de 11,5 segundos hasta 12,4 segundos. En esta prueba se considera que si el tiempo es corto cuando la arcilla, agua y el inhibidor están en contacto se debe a una mejor acción de reactivo o en ciertos casos donde se mezclan inhibidores hay mayor compatibilidad, puesto que disminuye el hinchamiento y dispersión en diferentes proporciones.

### 3.5 Análisis de los resultados

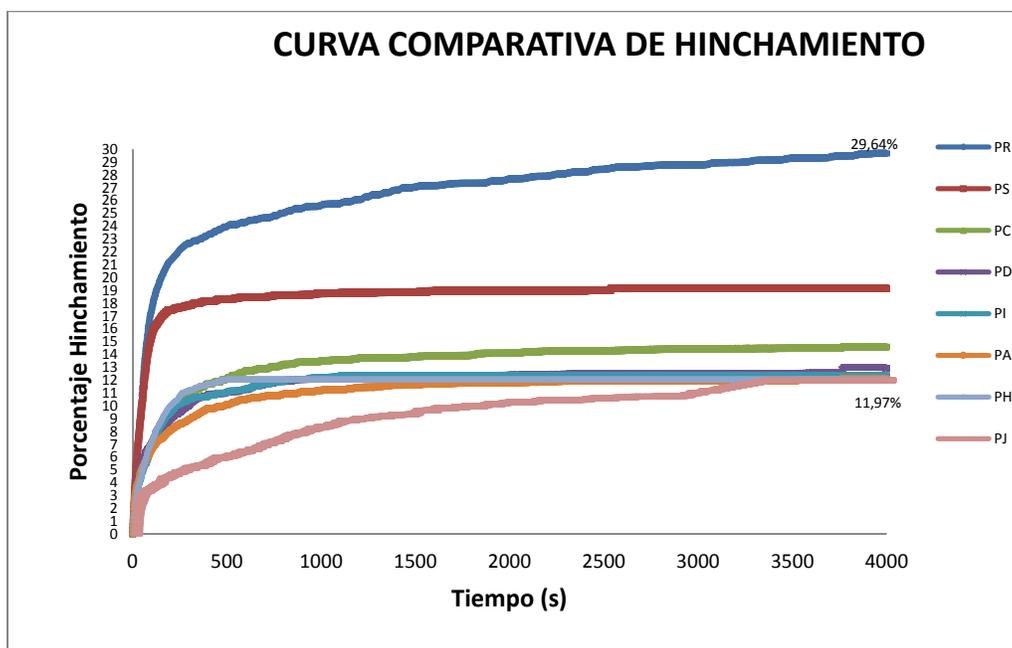
Este análisis se basa en los resultados obtenidos en las pruebas, realizadas en el laboratorio: prueba de azul de metileno, hinchamiento lineal de arcillas, índice de rendimiento del fluido, dispersión de arcillas y tiempo de succión capilar.

**Tabla 14: Observaciones de los resultados de las pruebas de laboratorio.**

Pruebas de laboratorio	Observaciones
MBT	Se utilizan las muestras que se encuentran en el intervalo de perforación de la sección de 12,25 in.
	Se mide la reactividad de cada muestra desde 700 pies hasta 10300 pies en intervalos de 100 ft.
Hinchamiento de Arcillas	El porcentaje de hinchamiento va desde 12 -30 % en contacto con las diferentes formulaciones.
	Las formulaciones con resultado óptimo de 12-13% de hinchamiento son con inhibidor Tipo I y Tipo II.
Índice de rendimiento del Fluido	La calidad del fluido con la mayoría de formulaciones se muestras óptimas para perforar.
	Formulación PR (agua) y PS(sal) demuestran porque no se puede perforar con agua o sólo con sal
Dispersión de Arcillas	El porcentaje de recuperación en la mayoría de formulaciones va de 91-98,4%
	El porcentaje de recobro en formulación PR y PS son muy bajas lo que hace que la arcilla se disperse más en ellos
Tiempo de Succión Capilar	El tiempo de succión capilar que indica la interacción del inhibidor va de 12-17 segundos en formulaciones PA-PQ
	El tiempo para la fomulación en PR es de 171 segundos y en PS es de 20 segundos

**Tabla 15: Conclusiones parciales del Estudio de Arcillas**

Pruebas de laboratorio	Conclusiones Parciales
MBT	Se utiliza muestras de 7400 y 7600 pies con reactividad de 30 lb/bbl . Existe correspondencia en la curva de reactividad con la grafica litológica del pozo.
Hinchamiento de Arcillas	Formulaciones con mezcla de inhibidores Tipo I y Tipo II son óptimas para el hinchamiento de arcillas.
Índice de rendimiento del Fluido	Las formulaciones de PA-PQ son fluidos idóneos para una perforación petrolera. Perforar con Agua y sólo con sal no permite que la perforación este libre de problemas.
Dispersión de Arcillas	Las Formulaciones con menor porcentaje de dispersión contienen mezcla de inhibidores del Tipo I y Tipo II y tipoVII.
Tiempo de Succión Capilar	La interacción de la arcilla con los inhibidores se presenta en formulaciones que contiene mezclas de los inhibidores Tipo I, Tipo II y Tipo VII.



**Gráfica 6: Curva comparativa de hinchamiento lineal de arcillas de las formulaciones con mejores resultados.**

En gráfica 6 se puede ver que las formulaciones de mejor rendimiento en las pruebas de dispersión, tiempo de succión capilar y que indican porcentajes de hinchamiento lineal bajos comparados al hinchamiento con el blanco “P<sub>R</sub>”. Todas las formulaciones en la gráfica tienen la misma tendencia de hinchamiento hasta un punto máximo y

posteriormente se estabiliza y se queda en un valor constante que es el que se toma en cuenta para el análisis.

### 3.6 Elección del fluido más óptimo

El fluido más óptimo que se eligió es la formulación que contiene los tres inhibidores que mostraron mejores resultados juntos, lo cuales son: inhibidores Tipo I, Tipo II y Tipo VII. La formulación que los contiene es la “P<sub>j</sub>” ya que tiene una concentración de 1,5 lb/bbl del Tipo I, 1 lb/bbl del Tipo II y 1 lb/bbl del tipoVII.

#### 3.6.1 Propiedades físico-químicas del fluido seleccionado

En la tabla 16 se presentan las propiedades del fluido P<sub>j</sub> se mide: la viscosidad con un viscosímetro rotatorio en diferentes velocidades, la densidad se mide en una balanza atmosférica y el pH con un medidor de pH. Estas pruebas se hacen con fluido nuevo y con fluido sometido a condiciones de pozo que se conoce como rolado.

**Tabla 16: Propiedades del fluido elegido**

Reología a 120°F	PJ	RPJ
600 [rpm]	61	61
300[rpm]	43	40
200 [rpm]	34	32
100 [rpm]	24	25
6 [rpm]	6	6
3[rpm]	3	3
Viscosidad [cp.]	18	21
PH	9,8	9,7
Densidad [lb/gal]	10,2	11,5
Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]	1222,3	1222,3

En la tabla 16 se puede notar que la densidad se conserva y además se indica que los rangos de viscosidad del fluido de entrada y salida del pozo se mantienen cercanos. Por lo que sus diferencias se deben a las condiciones de presión y temperatura que está sometido el fluido después de entrar en el pozo.

## Capítulo 4: Metodología del diseño

---

### 4.1 Unidades norteamericanas

Para los cálculos de capacidad el pozo que se realizan en los siguientes puntos se usa las unidades americanas las cuales se especifican en la próxima tabla 17 y sus conversiones en la tabla 18.

**Tabla 17: Unidades Americanas**

	<b>Unidades</b>
<b>Masa</b>	Libras (lb)
<b>Longitud</b>	Pies o Pulgadas
<b>Volumen</b>	Barriles o galones
<b>Densidad</b>	libras/galón
<b>Presión</b>	Psi[ lb/in <sup>2</sup> ]
<b>Concentración</b>	lb/barril

#### 4.1.1 Factores de conversión

**Tabla 18: Factores de conversión**

<b>Volumen</b>	1 barril [bbl]	42 [gal]
		0,159 [m <sup>3</sup> ]
		5,61 [ft <sup>3</sup> ]
<b>Masa</b>	1 Libra [lb]	0,454 [Kg]
<b>Longitud</b>	1 Pie [ft]	0,3048 [m]
	1 Pulgada	2,54 [cm]
<b>Densidad</b>	1 Lb/ gal	119,83 [kg/m <sup>3</sup> ]
<b>viscosidad</b>	1 Poise	100 [centiPoise]
		0,1 [Pa.s]

## 4.2 Cálculos básicos

### 4.2.1 Cálculo del volumen de la perforación

Para obtener la capacidad del pozo se obtiene el volumen de la perforación y por ende la cantidad de fluido máximo que se puede usar para las diferentes secciones de perforación. Se calcula la capacidad y volumen de cada sección de perforación con su correspondiente tubería o herramientas de perforación.

Normalmente en el campo de perforación se realizan pozos direccionales cuya profundidad es de 10.000 hasta 10500 pies. Se puede dividir la perforación en tres secciones principales de acuerdo a la tubería de revestimiento (figura 34).

- Sección 16 pulgadas.
  - Tiene una tubería de revestimiento de 13,38 in. diámetro externo
  - El intervalo de perforación es de 0-4000 pies de profundidad
- Sección de 12,25 pulgadas
  - Tiene una tubería de revestimiento 9,6 in. diámetro externo
  - El intervalo de perforación es de 4000-8200 pies de profundidad
  - Tiene una tubería de perforación de 5,5 in. de diámetro externo
- Sección 8,5 pulgadas
  - Tiene una tubería de 7 in. diámetro externo
  - El intervalo de perforación en 8200-10500 pies de perforación

- Tiene tubería de perforación de 5,5 in. de diámetro externo
- Tiene un portamecha (componente de la tubería de perforación que se une a la broca, la cual es la herramienta que perfora) de 4 3/4 in. de diámetro externo

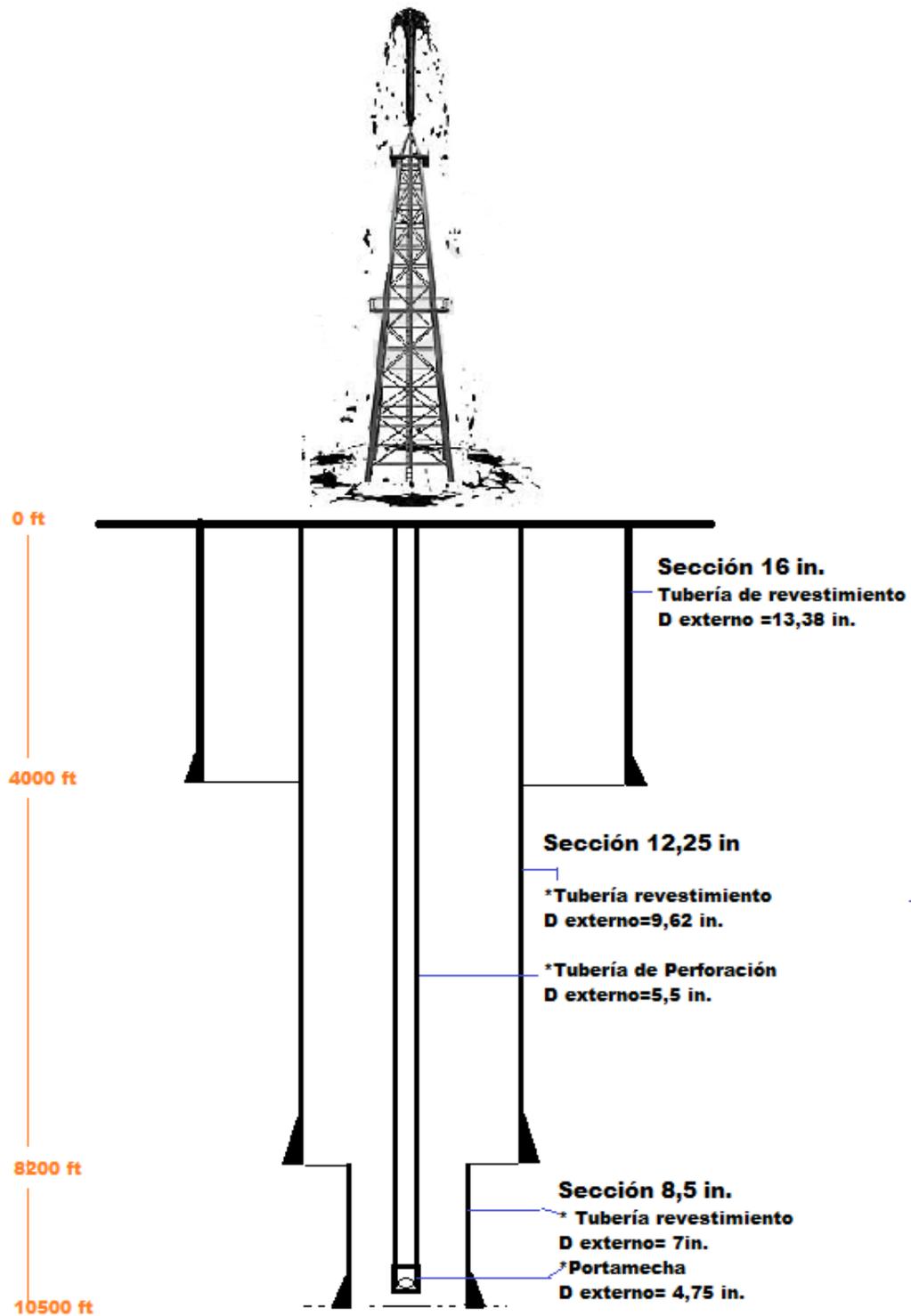


Figura 33: Secciones de perforación de un Pozo; Figura: Torre de Perforación (Time, 2013)



### III. Volumen del espacio Anular

El volumen anular es el espacio real que se encuentra entre las dos tuberías, lugar por donde fluye el lodo.

$$V_{\text{Anular}} = \frac{\pi(D_{\text{int}})^2 - (D_{\text{ext}})^2 \cdot L}{4} \quad \text{Ec.4- 2}$$

Donde:

$D_{\text{int}}$ = Diámetro interno de la tubería de mayor diámetro

$D_{\text{ext}}$ =Diámetro externo de la tubería de menor diámetro

L= longitud del intervalo

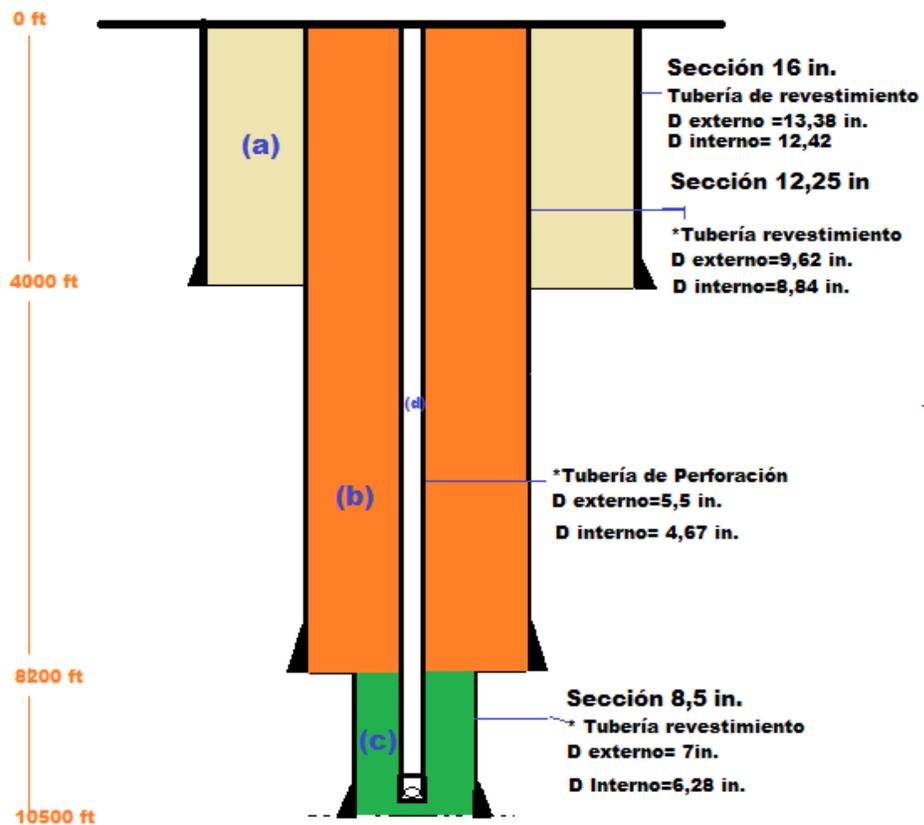


Figura 34: Espacios anulares en el pozo.

**Tabla 21: Calculo del volumen anular del pozo.**

	Profundidad [ft]	Diámetro interno [in]	Diámetro externo[in]	Área [in^2]	Área [ft^2]	Volumen [ft^3]	Volumen [bbl]
a	4000	12,42	9,63	48,32	0,34	1342,15	239,24
b	4200	8,84	7	22,89	0,16	667,65	119,01
c	2300	6,28	5,5	7,22	0,05	115,26	20,55
d	10500	4,67	5,5	17,13	0,12	1248,97	222,63
Total							601,43

#### IV. Capacidad total del pozo incluyendo tubería y herramientas.

La capacidad total es el volumen del pozo con columna de perforación sumado al volumen anular.

$$\text{Capacidad}_{\text{Total}} = 602 \text{ bbl} + 227 \text{ bbl} = 829 \text{ bbl} \quad \text{Ec.4- 3}$$

Si comparamos la capacidad total con el volumen del pozo sin tubería notamos que se pierden 171 barriles aproximadamente. Se considera que en hueco de 16 pulgadas se coloca una tubería de revestimiento de 13,4 pulgadas de diámetro externo y 12,42 pulgadas de diámetro interno ese espacio sobrante se usa para la cementación del hueco y así estabilizarlo mientras se continua perforando. De la misma forma con las otras secciones se deja un espacio para la cementación de paredes y ese volumen es el faltante en el cálculo. Con este valor de capacidad total tenemos el dato del volumen máximo del pozo, esto quiere decir cuando se llena completamente.

#### 4.2.2 Cálculo del volumen de perforación

El volumen de perforación nos dice la cantidad de fluido que se prepara en cada sección y este se obtiene por medio de los datos de consumo de lodo por pie de perforación registrados en la tabla 22.

**Tabla 22: Datos de consumo de lodo por pie de perforación (M-I Swaco a Schlumberger Company, 2013)**

Sección Perforación	Tasa de consumo de lodo [bbl/ft]
16 pulgadas	0,15
12,25 pulgadas	0,3
8,5 pulgadas	0,5

$$\frac{V_{\text{perforación}}}{\text{sección}} = \text{consumo} * \text{intervalo}_{\text{perforación}} \quad \text{Ec.4- 4}$$

Utilizando la ecuación 4-4 se puede calcular el volumen de fluido de perforación para la sección de 12,25 pulgadas.

$$= 0,3 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} * 4200 \text{ ft} = 1260 [\text{bbl}]$$

**Tabla 23: Calculo del volumen de preparación de lodo por sección de perforación**

Sección Perforación	Intervalo de perforación [ft]	Volumen de preparación de lodo [bbl]
16 pulgadas	4000	600
12,25 pulgadas	4200	1260
8,5 pulgadas	2300	1150

Con los valores de la cantidad de fluido que se necesita para perforar cada sección se puede continuar con el dimensionamiento del tanque. Se puede ver que el valor mayor corresponde a la sección de 12,25 pulgadas que comprende la perforación de los 4000 hasta los 8200 pies de profundidad. Tomando en cuenta el resultado de 1260 barriles que se necesitan, se diseña el contenedor. De modo que si el recipiente puede contener al fluido de mayor volumen también puede hacerlo para los volúmenes inferiores.

$$C_{\text{Tanque}} = 1260 \text{ bbl} * 0,159 \frac{\text{m}^3}{\text{bbl}} = 200 \text{ m}^3 \quad \text{Ec.4- 5}$$

### 4.3 Criterios de diseño

#### 4.3.1 Factores de seguridad

Se conoce que el factor de seguridad de diseño estándar es de 20% de sobredimensionamiento en el volumen necesario para el tanque de mezcla.

#### 4.3.2 Transporte del equipo a locación

El equipo que se va a diseñar tiene que ser transportable, lo que se refiere a que debe tener dimensiones que se puedan transportar de una locación a otra. En este caso por medio de transporte terrestre, hay que tener en cuenta que el equipo está en constante trasteo ya que normalmente el tiempo que le toma perforar un pozo es aproximadamente 3 a 4 semanas. El transporte normalmente utilizado para la transferencia son camiones o tráiler de las siguientes dimensiones (tabla 24).

**Tabla 24: Dimensiones del transporte del tanque (Artículo de pesos y medidas de transporte pesado en Ecuador, 2011)**

Dimensiones del Transporte	
Altura[m]	4,1
Ancho[m]	2,6
Largo [m]	16

## Capítulo 5: Diseño

---

### 5.1 Capacidad del tanque

En base de los cálculos del capítulo anterior de la capacidad máxima del pozo de perforación y de volumen de preparación de fluido por sección el diseño de un tanque que tenga la capacidad de contener 1260 barriles de fluido.

$$V = 1260bbl \left| \frac{0,159m^3}{1bbl} \right| = 200m^3 \quad \text{Ec.5- 1}$$

$$V = 600bbl \left| \frac{0,159m^3}{1bbl} \right| = 95,4m^3 \quad \text{Ec.5- 2}$$

Se considera según la tabla 23 que el valor de 1260 bbl puede contener tanto 600 bbl y 1150 bbl. Por lo cual, se elige este valor que es el mayor de las tres secciones para determinar la capacidad del sistema de tanques. Al cambiar la unidad de barriles a metros cúbicos se sabe que se necesita un volumen mínimo de  $200 m^3$  y adicionalmente utilizando el factor de seguridad la capacidad del sistema de tanques debe ser mínimo de  $240 m^3$ .

$$\frac{200m^3}{x = 40m^3} \cdot \frac{100\%}{20\%} - > Total = 240m^3 \quad \text{Ec.5- 3}$$

#### 5.1.1 Forma y dimensionamiento del tanque o el sistema de tanques

Se puede diseñar dos tipos de tanques según su forma: el primero es un tipo de tanque rectangular y el segundo es un tanque cilíndrico.

##### 5.1.1.1 Tanque rectangular

El dimensionamiento en forma rectangular toman en consideraciones las dimensiones para el transporte por lo cual el tanque tiene una altura de 3 metros y el ancho de 2,6 metros y

el largo 15,4 metros nos da un volumen de 120 metros cúbicos. Por lo tanto se necesitaría dos tanques para completar el volumen requerido de 240 metros cúbicos.

**Tabla 25: Dimensiones del Tanque de agitación rectangular.**

Dimensiones	
Altura[m]	3
Ancho[m]	2,6
Largo [m]	15,4
Volumen [m <sup>3</sup> ]	120

#### 5.1.1.2 Tanque Cilíndrico

Se necesita que el tanque tenga una capacidad de 240 m<sup>3</sup>. Para esto se proponen las siguientes opciones:

- A) 1 tanque de capacidad de 240 m<sup>3</sup>, con una altura máxima de 15 metros
- B) 2 tanques de capacidad de 120 m<sup>3</sup>, con una altura máxima de 15 metros
- C) 3 tanques de capacidad de 80 m<sup>3</sup>, con una altura máxima de 15 metros
- D) 4 tanques de capacidad de 60m<sup>3</sup>, con altura máxima de 15 metros

En la tabla 26 se calculan los diámetros para los casos anteriores tomando en cuenta las diferentes alturas.

**Tabla 26: Cálculo del diámetro para tanques cilíndricos**

Propuesta	A	B	C	D
Altura[m]	Diámetro [m]	Diámetro[m]	Diámetro[m]	Diámetro[m]
1,00	17,48	12,36	10,09	8,74
1,50	14,27	10,09	8,24	7,14
2,00	12,36	8,74	7,14	6,18
2,50	11,06	7,82	6,38	5,53
3,00	10,09	7,14	5,83	5,05
3,50	9,34	6,61	5,39	4,67
4,00	8,74	6,18	5,05	4,37
4,50	8,24	5,83	4,76	4,12
5,00	7,82	5,53	4,51	3,91
5,50	7,45	5,27	4,30	3,73
6,00	7,14	5,05	4,12	3,57
6,50	6,86	4,85	3,96	3,43
7,00	6,61	4,67	3,81	3,30
7,50	6,38	4,51	3,69	3,19
8,00	6,18	4,37	3,57	3,09
8,50	6,00	4,24	3,46	3,00
9,00	5,83	4,12	3,36	2,91
9,50	5,67	4,01	3,27	2,84
10,00	5,53	3,91	3,19	2,76
10,50	5,39	3,81	3,11	2,70
11,00	5,27	3,73	3,04	2,64
11,50	5,15	3,64	2,98	2,58
12,00	5,05	3,57	2,91	2,52
12,50	4,94	3,50	2,85	2,47
13,00	4,85	3,43	2,80	2,42
13,50	4,76	3,36	2,75	2,38
14,00	4,67	3,30	2,70	2,34
14,50	4,59	3,25	2,65	2,30
15,00	4,51	3,19	2,61	2,26

### 5.1.1.3 Análisis de propuestas

En la tabla 26 se observa que los diámetros en cada caso disminuyen conforme la altura aumenta. Lo que se espera encontrar con estos datos es el diámetro adecuado para el tanque o los tanques según las anteriores propuestas; además para el diseño se toma en consideración la facilidad de transporte como también el hecho que la altura de los tanques no pasen de los cinco metros (tabla 26 datos resaltados) puesto que las instalaciones de fluidos, separadores de lodo, tanques de reserva, bombas y demás equipos se encuentran a una altura entre 3 hasta 5 metros de altura. Un tanque de mayor altura tendría que adicionar nuevas dimensiones de escaleras y equipos en general lo que causa un necesario reajuste a todo el sistema de lodo que no es el objetivo de este proyecto.

**Propuesta A:** Para lograr diseñar un solo tanque que abarque los 240 m<sup>3</sup>. Es poco viable puesto que para lograr una altura de tanque que sea funcional, la cual es entre 3 hasta 5 metros de altura, se necesitan diámetros de 7 a 10 metros. Estos ocuparían mucho espacio que a su vez afecta la parte ambiental del proyecto debido a la localización de la perforación que es la Amazonía ecuatoriana.

**Propuesta B:** Para el diseño de dos tanques de capacidad de 120 m<sup>3</sup>, cada uno de los diámetros varía entre 5,5 y 7 metros para alturas de 3 hasta 5 metros. Son tanques muy anchos y difíciles de transportar.

**Propuesta C:** Para el diseño de tres tanques con capacidad de 80 m<sup>3</sup> cada uno. Se pueden utilizar diámetros de tanque entre 4,5 hasta 5,8 metros.

**Propuesta D:** Para el diseño de cuatro tanques con capacidad de  $60 \text{ m}^3$  cada uno con alturas coherentes con las instalaciones de preparación del fluido de perforación en campo, los tanques están entre 3,9 hasta 5,05 metros de diámetro.

#### 5.1.1.3.1 Elección más óptima de las diferentes opciones de diámetro

Ahora que se tiene claro lo que se necesita, se determinan cuatro opciones de diámetro más factibles que se indican en tabla 27. Es necesario evaluar cuál de estas es la más óptima para la construcción del tanque en base al ahorro de materiales de construcción; para ello se calculan cuantas planchas de acero, cuyas dimensiones son: 2,44 metros por 1,22 metros, se usarían para cada opción.

**Tabla 27: Mejores opciones de diseño de tanques cilíndricos**

OPCIONES	CASO	CANTIDAD DE TANQUES	CAPACIDAD TANQUE [ $\text{m}^3$ ]	DIÁMETRO[m]	ALTURA[m]	Excedente en transporte/ lado [m]
1	C	3	80	4,52	5	0,96
2	D	4	60	3,91	5	0,66
3	D	4	60	4,2	4,5	0,8
4	D	4	60	4,4	4	0,9

Necesitamos calcular la cantidad de placas de acero que se necesitan para formar el perímetro del tanque y la base del tanque utilizando los diámetros de la tabla anterior.

- a) Calculo cantidad de laminas de la estructura cilíndrica del tanque

**Tabla 28: Total de planchas de acero para la estructura cilíndrica**

Opciones	Cantidad Tanques	Diámetro [m]	Perímetro [m]	Cantidad Planchas 1	Altura [m]	Cantidad Planchas 2	Total Planchas/ tanque	Total Planchas
1	3	4,52	14,2	5,82	5	4,10	9,9	30
2	4	3,91	12,3	5,03	5	4,10	9,1	37
3	4	4,2	13,2	5,40	4,5	3,69	9,1	36
4	4	4,4	13,8	5,66	4	3,28	8,9	36

Para el calcular la cantidad de placas de acero que se necesitan para formar la estructura cilíndrica. Se calcula el perímetro con los cuatro diámetros, recordando que el perímetro se obtiene multiplicando cada diámetro con el valor de pi y se divide para el largo de la placa de acero que es 2,44 metros. Luego para ver cuántas placas se necesitan para la altura del tanque se divide esta medida para el ancho de la placa de acero que es 1,22 metros.

Finalmente, la sumatoria nos indica la cantidad de placas totales que se necesitan para construir un tanque de esas características.

b) Porcentaje de desperdicio de planchas de acero en la estructura cilíndrica

**Tabla 29: Porcentaje de desperdicio de material en las estructuras cilíndricas del sistema de tanques**

Opciones	Cantidad Tanques	Planchas/ Tanque	Sistema de Tanques			Uso real de planchas	% Desperdicio
			Planchas 1	Planchas 2	Cantidad Planchas		
1	3	9,9	27	2,7	29,7	30	30%
2	4	9,1	36	0,4	36,4	37	60%
3	4	9,1	36	0,4	36,4	37	60%
4	4	8,9	36	3,2	39,2	40	80%

Como se puede ver en los cálculos de la tabla 29, la cantidad de planchas de acero no son valores enteros. Por lo tanto, se puede calcular el porcentaje de desperdicio de material en la construcción de todo el sistema de tanques.

Para el cálculo del enunciado Planchas 1: Es el producto de la parte entera de “la cantidad de planchas/ Tanque” por “la cantidad tanques”; para el enunciado Planchas 2: se toma la parte decimal de la “cantidad de planchas por tanque” por la “cantidad de tanques”. La sumatoria de los enunciados anteriores nos permite calcular la cantidad de planchas necesarias para la construcción del sistema, pero la cantidad de planchas que realmente se usan son números enteros y el sobrante entre estas dos cantidades se identifica como “el porcentaje de desperdicio” de la plancha que no se utiliza totalmente.

c) Calculo de la base del sistema de tanques

**Tabla 30: Total planchas de acero para la base del tanque**

Opciones	Cantidad Tanques	Diámetro [m]	Área Base[m <sup>2</sup> ]	Área Plancha[m <sup>2</sup> ]	Cantidad Planchas/ Tanque	Total Planchas
1	3	4,52	16,04	2,98	5,39	16,16
2	4	3,91	12,00	2,98	4,03	16,13
3	4	4,2	13,85	2,98	4,65	18,61
4	4	4,4	15,20	2,98	5,10	20,40

Se necesita calcular cuantas planchas de acero se necesitan para la base del tanque. En base al área de la plancha y de la base se obtiene la cantidad de planchas necesarias para un tanque. Finalmente, el total de las planchas considera todo el sistema de tanques.

d) Porcentaje de desperdicio de plancha de acero en la base de los tanques.

**Tabla 31: Porcentaje de desperdicio de material en las bases del sistema de tanques.**

Opciones	Cantidad Tanques	Cantidad	Sistema de Tanques			Uso Real de Planchas	% Desperdicio
		Planchas/ Tanque	Planchas 1	Planchas 2	Total Planchas		
1	3	5,39	15	1,17	16,17	17	83%
2	4	4,03	16	1,2	17,20	18	80%
3	4	4,65	16	2,6	18,60	19	40%
4	4	5,10	20	0,4	20,40	21	60%

El cálculo del porcentaje de desperdicio en la tabla 31 se realiza de la misma manera que en el caso de la estructura cilíndrica en la parte b) y se refiere al porcentaje de la última plancha no usada completamente.

e) Resultados finales para la elección del diámetro del tanque

**Tabla 32: Cantidad real de planchas de acero y el porcentaje de desperdicio para las diferentes propuestas.**

Altura Tanque[m]	Diámetro Tanque [m]	Cantidad Tanques	Sistema de Tanques						
			Planchas Estructura	% Desperdicio Estructura	Total Planchas Base Tanque	% Desperdicio Base Tanque	Total Planchas	% Total Desperdicio	Uso total planchas
5	4,52	3	29,7	30%	16,16	83%	46,91	9%	47
5	3,91	4	36,5	60%	16,13	80%	53,65	35%	54
4,5	4,2	4	36,4	60%	18,61	40%	55,98	2%	56
4	4,4	4	35,8	80%	20,40	60%	56,16	84%	57

El diámetro más óptimo para utilizar en el diseño es aquel que ahorre material de construcción causando menor cantidad de desperdicio económico y que no cambie la capacidad del tanque como también que sea transportable de locación a locación. Por lo cual, según los resultados de la tabla 32 el sistema de tanques que se propone es: tres tanques de diámetro 4,52 metros con una altura de 5 metros y capacidad de 80 metros cúbicos.

Considerando las propiedades del fluido y la capacidad del tanque, el espesor de las planchas de acero ASTM-A36, material comúnmente usado, deben ser de 6 mm de espesor. Esto se determina por medio de la norma API-650 3.6 SHELL DESIGN, el espesor apropiado para un tanque de esa capacidad es de 3/16" (5mm) sin factor de corrosión; incluyendo el factor de corrosión la adecuada sería 1/4" (6mm) en ASTM A-36. (Cruz, 2014)

## 5.2 Dimensionamiento del agitador

Se necesitan hacer algunos cálculos para poder dimensionar el agitador como: número de Reynolds, potencia del agitador y el dimensionamiento de aspas y el eje de rotación. Los cálculos se basan en el diámetro del tanque por lo cual se elige un tanque cilíndrico preferiblemente sobre el tanque rectangular. La razón es que los tanques de agitación es su mayoría son cilíndricos para evitar que se creen zonas muertas de mezclado donde no hay agitación, lo que los hace más óptimos. El proceso de diseño empieza después de elegir el diámetro del tanque de 4,52 metros y 5 metros de altura.

### 5.2.1 Elección del tipo de agitador

El tipo de agitador se elige en base a la viscosidad del fluido que se va a mezclar como se muestra en la siguiente tabla 33.

**Tabla 33: Tipos de agitadores respecto a la viscosidad del fluido a mezclar. (Coker, 2001)**

Tipo de Rodete	Viscosidad [kg/m.s]o[Pa.s]
Ancla	$10^{-1}$ -2
Hélice	$10^{-3}$ - $10^1$
Turbina	$10^{-3}$ - $3 \times 10^1$
Paletas	$10^{-1}$ - $3 \times 10^1$
Compuerta	$10^0$ - $10^2$
Tornillo Helicoidal	$3$ - $3 \times 10^2$
helicoidal de Cinta	$10^1$ - $2 \times 10^3$
Extrusoras	$>10^3$

El fluido que se utiliza tiene una viscosidad de 0,021 Pa.s y una densidad de 1222 kg/m<sup>3</sup>.

En el campo de perforación la viscosidad se encuentra hasta 0,024 Pa.s. Según los datos anteriores se puede ver que las opciones para el tipo de rodete son: hélice o turbina plana.

Para poder decidir cuál es la mejor opción, se comparan las características, ventajas, desventajas y sus usos ideales en la industria.

**Tabla 34: Características del agitador de hélice (Warren L, 1981)**

Tipo de agitador	Características	Ventajas	Desventajas	Usos
Hélice	Flujo Axial	Flujo vertical y paralelo al eje del tanque	Difícil de colocar en contenedores para tener un rendimiento óptimo	Líquidos inmiscibles
	Opera a gran velocidad desde 400 rpm	Formación de flujo turbulento ayuda agitación y mezcla	Posición crítica del agitador para evitar vórtices	Preparación de soluciones muy concentradas
	Líquidos poco viscosos	No necesita placas deflectoras	Diseño de hélice más complicado que otros agitadores	Jarabes - Salmueras
	Rango de velocidad medio	ideal para homogenización y suspensión	Eficaz en tanque de gran tamaño mayor a 1500 metros cúbicos	Emulsiones

**Tabla 35: Características del agitador de turbina (Warren L, 1981)**

Tipo Agitador	Características	Ventajas	Desventajas	Usos
Turbina	Flujo radial	Dirección del flujo horizontal	Necesita placas deflectoras	Dispersión de gas en líquidos
	Amplio intervalo de viscosidades	Diseño más simple que otros agitadores	Produce vórtice alrededor agitador	Emulsiones
	movimiento vertical con Baffles	Facilidad de Ubicación	Pueden producir remolinos	Transferencia de calor
	Mínima fuerza cortante	Costo: moderado	-	Suspensión de sólidos

En las tablas 34 y 35 se comparan las características de los diferentes tipos de agitadores, datos obtenidos de Operaciones básicas de ingeniería química de Warren y McCabe. A continuación se muestran como varia el movimiento del fluido con cada uno de los tipos de agitadores.

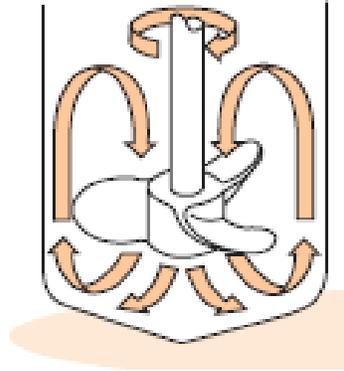


Figura 35: Dirección del flujo con un agitador de hélice (Parker Agitator/mixer, 2012)

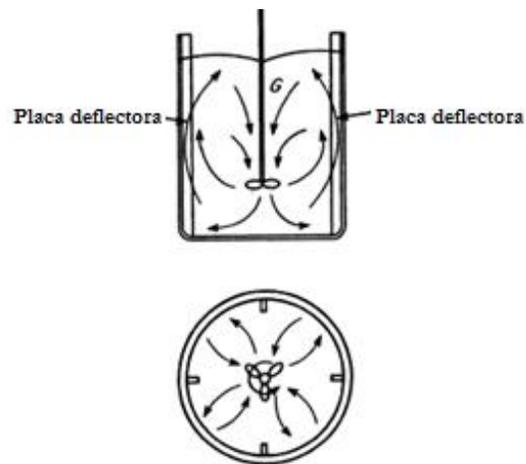


Figura 36: Dirección del flujo con agitador de hélice con placa deflectora (Warren L, 1981)

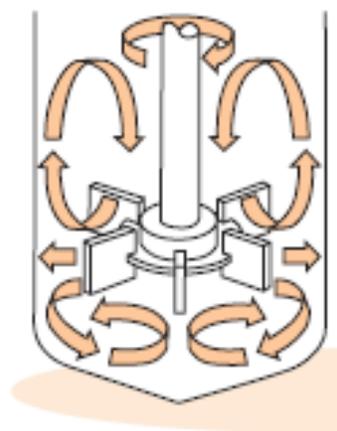
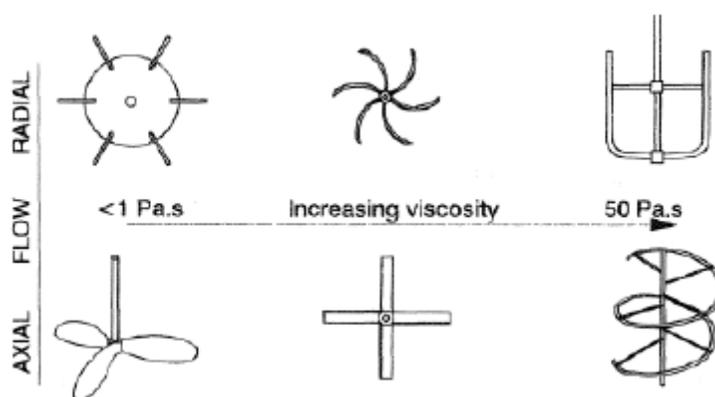


Figura 37: Dirección de flujo con agitador de turbina plana. (Parker Agitator/mixer, 2012)

### 5.2.2 Agitador elegido

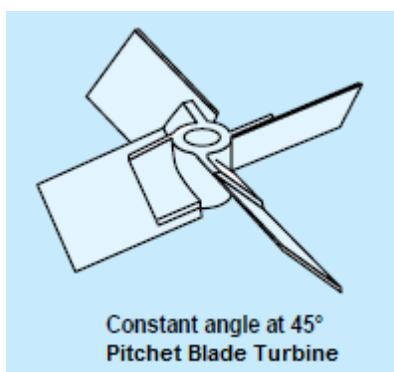
El agitador de turbina plana (figura 37) es el elegido en base a los datos de la sección 5.3. Ya que cumple con las características de mezcla y agitación además que funciona para las propiedades del fluido que se propone en este proyecto.

Existen varios tipos de turbina como se puede ver en la figura 38.



**Figura 38: Tipos de turbina relacionadas con viscosidad y tipo de flujo. (Mihaila Andres, 2013)**

El tipo de turbina que se elige es de flujo radial cuya viscosidad de trabajo es menor a 1 Pa.s llamada turbina plana de 4 paletas, las cuales se localizan en un ángulo de  $45^\circ$ .



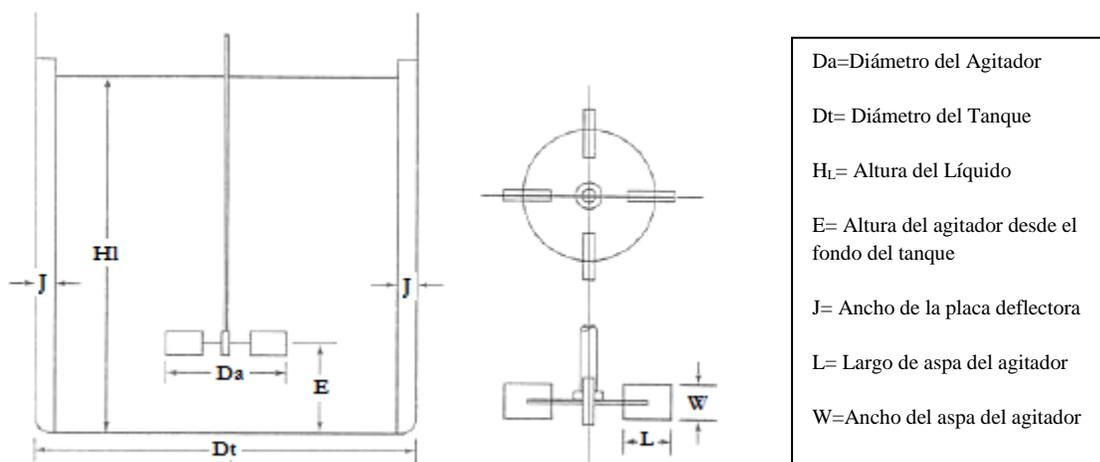
**Figura 39: Agitador elegido: turbina de paletas inclinadas. (Coker, 2001)**

Las características de este agitador son (Coker, 2001):

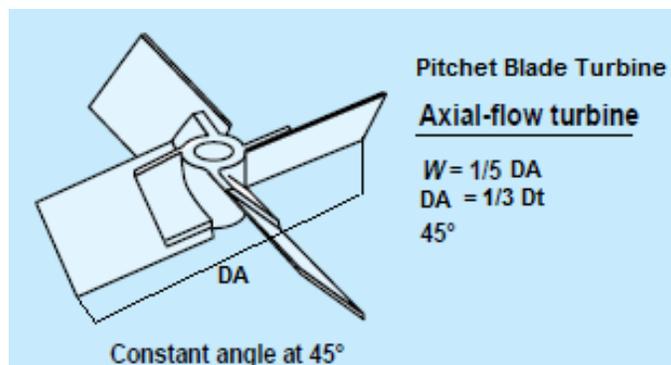
- Tiene flujo axial con una significativa componente radial ideal para cambios de viscosidades en el proceso de mezcla
- Diseñado para: mezclar, dispersión y suspensión de sólidos.
- Tiene una buena transferencia de calor.
- Número de Potencia ( $N_p$ )= 1,25

### 5.3.2 Diseño del agitador

El diseño del sistema de agitación con turbinas tiene las siguientes partes.



**Figura 40: Partes del equipo de agitación. (Mihaila Andres, 2013)**



**Figura 41: Fórmulas para el dimensionamiento del agitador turbina de paletas inclinadas. (James Couper, 2005)**

**Tabla 36: Dimensionamiento del agitador para el tanque agitación.**

Dt[m]	Da[m]	Largo Aspas [cm]	Ancho Aspas[cm]	Ancho Baffle, J[cm]
4,52	1,5	71	30	38

En la tabla 36 se determina el tamaño del agitador de turbina de paletas inclinadas de la figura 41 el cual va localizado en el centro de cada tanque de 80 metros cúbicos.

### 5.3.3 Dimensionamiento de placas deflectoras

Por lo general se coloca 4 placas deflectoras o Baffles equidistantes a 90°. (Bochem, 2013).

El ancho de cada placa deflectoras sigue la relación con el diámetro del tanque.

$$J=1/12 Dt \text{ Ec.5- 4 (James Couper, 2005)}$$

Por lo tanto el ancho de cada placa deflectoras es de 38 centímetros; además que para evitar que se estanque sólidos en las placas, lo que se hace es colocar las placas separadas de la pared del tanque  $\frac{1}{2}$  del ancho de las placas. Por lo tanto a 19 centímetros de la pared interna se colocan las placas. (James Couper, 2005) Así se evita que se acumulen sólidos durante el proceso de mezcla.

#### 5.4 Cálculo de número de Reynolds

Se calcula el número de Reynolds con la ecuación 2-9 en base del diámetro del rodete.

$$Nre = \frac{(D_A)^2 * N * \delta}{\mu}$$

Datos:

$D_A$ = Diámetro del Rodete= 1,5 m

$N = 60 \text{ rpm} = \frac{60 \text{ rpm}}{60 \text{ s}} = 1 \text{ rps}$

$\delta$ = Densidad=1222,3 ( Kg/m<sup>3</sup>)

$\mu$ = Viscosidad= 0,021 (Kg/m seg) o (Pa.s)=21 CentiPoise

**Tabla 37: Valor del número de Reynolds del rodete.**

Diámetro [m]	N[rpm]	N[rps]	Densidad[kg/m <sup>3</sup> ]	Viscosidad [Pa.s]	Número Reynolds	Tipo de Flujo
1,5	60	1	1222,3	0,024	114591	Turbulento

Cuando el número de Reynolds con la ecuación 2-9 es menor a 10 se trata de un flujo laminar, para un valor mayor a 10000 se trata de un flujo turbulento y para valores entre 10 y 10000 se trata del flujo de transición. (Rockwell International Corporation , 2000)

#### 5.5 Cálculo de altura del líquido

Se necesita un volumen de 200 metros cúbicos y con el sobredimensionamiento del 20% se diseñan tres tanques de 80 metros cúbicos en el cual se usa un volumen total de 67 metros cúbicos. Para calcular la altura del líquido se utiliza la ecuación 2-5.

$$h_L = \frac{V_t}{\pi \left( \frac{D_t}{2} \right)^2} = \frac{67m^3}{\pi(5,11)m^2} = 4,17m$$

Donde:

Volumen total= 4,17 [m<sup>3</sup>]

Diámetro del tanque=4,52 [m]

### 5.5 Longitud del brazo del agitador:

Se calcula utilizando la ecuación 2-6 para conocer la distancia del tubo que sale por la parte superior del agitador. Este valor es calcular la altura del agitador desde la base del tanque.

$$L_{Brazo} = \frac{1}{2}(4,52) = 2,3m$$

Datos:

$D_t = 4,52$  [m]

### 5.7 Cálculo del diámetro del agitador

Se usa la ecuación 2-7 para calcular el diámetro.

$$D_a = \frac{1}{3}(4,52) = 1,50[m]$$

Datos:

$D_t = 4,52$  [m]

### 5.8 Distancia entre el fondo del tanque y la paleta

Se calcula el espacio entre la parte inferior del tanque con la posición del agitador utilizando la ecuación 2-8.

$$x = h_L - L_{Brazo}$$

$$x = 4,2 - 2,3 = 1,9[m]$$

Donde:

$$h_L = 4,2 \text{ [m]}$$

$$L_{Brazo} = 2,3 \text{ [m]}$$

### 5.9 Potencia del motor

Por medio del número de potencia propio del tipo de agitador que es de 1,25 (Coker, 2001).

Se despeja la potencia de la ecuación 2-13

$$P = N_p \delta N^3 D_a^5 = (1,25) * (1222) * (1)^3 * (1,5)^5$$

$$P = 11599[W]$$

$$P = 11,6kW$$

$$P = 15,55hp$$

Datos:

P= Potencia de motor [W]

$$\delta = 1222 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

$$N = 1 \text{ [rps]}$$

$$D_a = 1,5 \text{ [m]}$$

La potencia del agitador depende de las dimensiones principales del tanque y rodete del agitador como son: Diámetro del tanque ( $D_t$ ), Diámetro del rodete ( $D_a$ ), densidad del fluido a mezclar y velocidad de rotación la cual debe ser adecuada para crear turbulencia y permitir la mezcla. La potencia se calcula por medio del número adimensional de potencia que para el caso del agitador elegido de turbina de paletas inclinadas tiene un valor de 1,25. (Coker, 2001)

### 5.10 Simulación de la resistencia del tanque por medio de software de diseño.

La simulación de la resistencia de las paredes del tanque con capacidad para 80 metros cúbicos con un diámetro de 4,52 metros y 5 metros de altura que contiene un fluido de densidad de  $1222 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad de  $0,021 \text{ Pa.s}$ . Se realiza por medio del Software: Solid Works 2012.

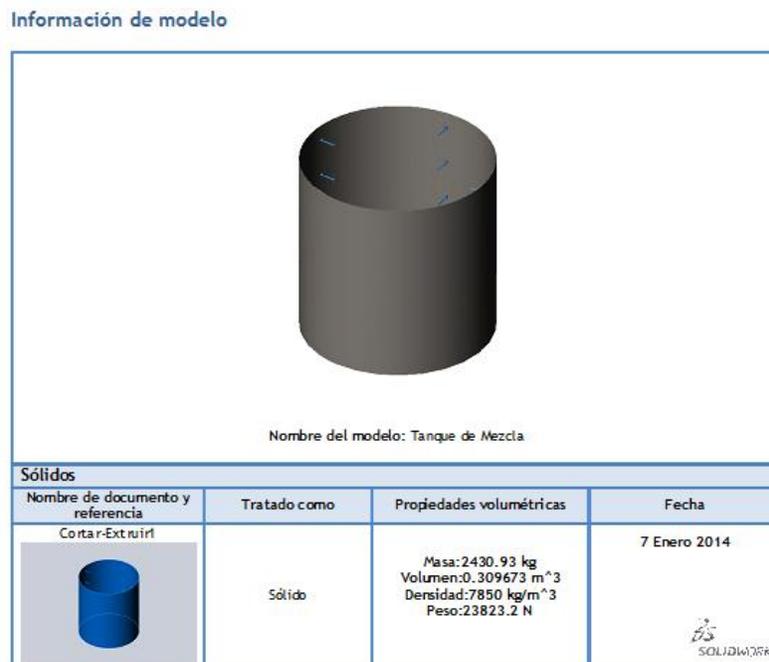
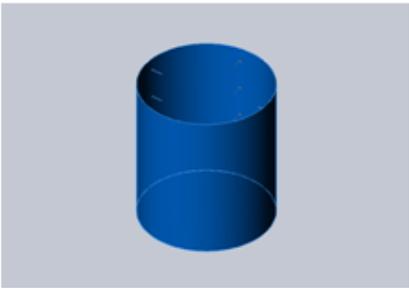


Figura 42: Tanque de Mezcla en Solidworks

En la figura 42 se puede ver la imagen del tanque de mezcla que se modeló en el software de diseño. A esta pieza se le aplicaron las propiedades del material de Acero ASTM A36 donde se pueden ver las propiedades del material en la figura 43.

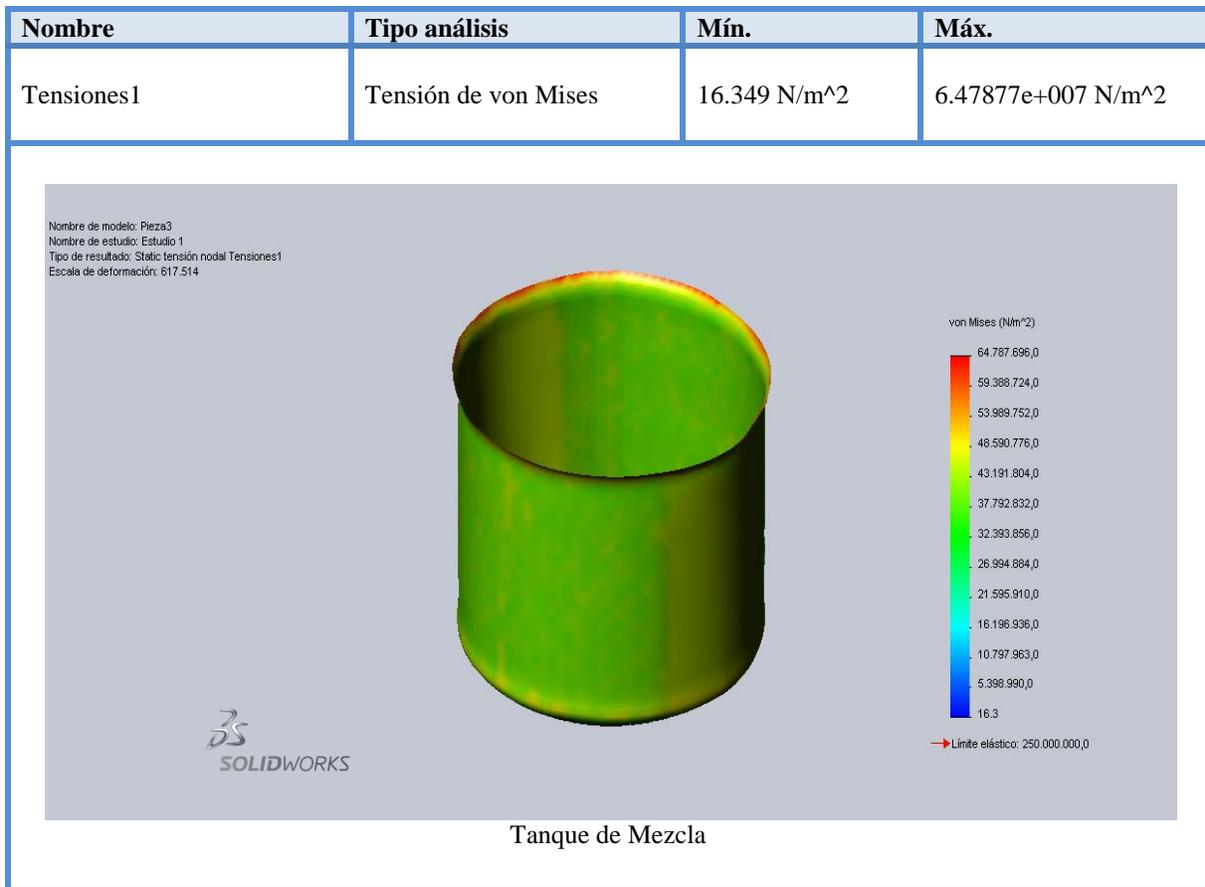
### Propiedades de material

Tanque de Mezcla	Propiedades
	<p> <b>Nombre:</b> ASTM A36 Acero  <b>Tipo de modelo:</b> Isotrópico elástico lineal  <b>Criterio de error predeterminado:</b> Tensión máxima de von Mises  <b>Límite elástico:</b> 2.5e+008 N/m<sup>2</sup>  <b>Límite de tracción:</b> 4e+008 N/m<sup>2</sup>  <b>Módulo elástico:</b> 2e+011 N/m<sup>2</sup>  <b>Coefficiente de Poisson:</b> 0.26  <b>Densidad:</b> 7850 kg/m<sup>3</sup>  <b>Módulo cortante:</b> 7.93e+010 N/m<sup>2</sup> </p>

**Figura 43: Propiedades del material del tanque de mezcla en SolidWorks.**

El criterio que se utiliza para el análisis de tensiones y deformación es: Tensión máxima de Von Mises, esta es una “magnitud física proporcional a la energía de distorsión, se usa como indicador de un buen diseño en materiales dúctiles en base a la rotura en un punto de un sólido elástico”. (Salvador, Concepción, & Ribes, 2000) La rotura “sucede cuando la energía de distorsión por unidad de volumen alcanza su límite”. (Salvador, Concepción, & Ribes, 2000) En este caso el límite elástico del material acero ASTM A36 es de  $2,5 \times 10^8$  N/m<sup>2</sup> si sobre pasa este valor la presión ejercida en el tanque es muy alta que las paredes de 6 mm de espesor propuestas para este tanque colapsarían.

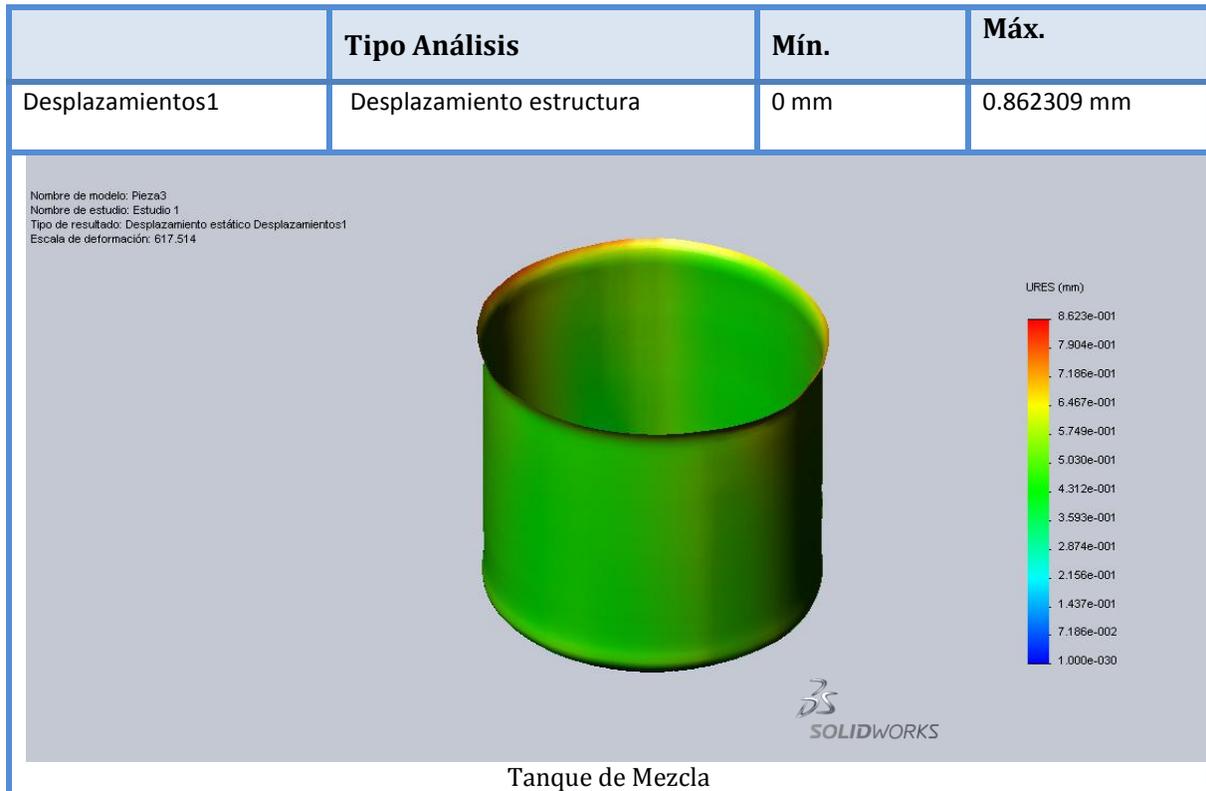
### 5.10.1 Estudio de tensiones en el tanque de Von mises.



**Figura 44: Resultados del Análisis de Von Mises por medio del software SolidWorks**

En la figura 44 se pueden ver los resultados entregados por el software SolidWorks sobre las tensiones de Von Mises. Se puede ver que el tanque de paredes de 6mm de espesor aguanta la presión proporcionada por el fluido de perforación, puesto que la tensión mínima (16,35 N/m<sup>2</sup>) y máxima (6,47x10<sup>7</sup> N/m<sup>2</sup>) son valores que están por debajo del valor del límite elástico (2,5x10<sup>8</sup> N/m<sup>2</sup>).

### 5.10.2 Estudio de deformación del tanque por la presión ejercida.



**Figura 45: Deformación del tanque a causa de la presión**

La simulación de deformación del tanque de capacidad de 80 metros cúbicos muestra que el material elegido soporta tensiones por debajo del límite elástico y podría tener una deformación de 0,8 mm que es un valor insignificante de desplazamiento, lo que comprueba que se puede construir un sistema de tanques de 4,52 metros de diámetro, 5 metros de altura y con espesor de 6 mm incluidas las capas de pintura anticorrosiva.

## Capítulo 6: Conclusiones y Recomendaciones

---

### 6.1 Conclusiones

#### 6.1.1 Conclusiones sobre el “Estudio de arcillas”

El fluido de perforación es un factor importante durante la perforación de pozos petroleros. Su buen funcionamiento evita tiempo no productivo con grandes pérdidas económicas. Usando las diferentes pruebas de laboratorio, planteadas en este trabajo, se puede concluir que la formulación del fluido más óptimo seleccionado es el denominado como P<sub>J</sub>. Este presentó las siguientes características:

- Porcentaje de 12% de hinchamiento de arcillas.
- Porcentaje de dispersión de 4,78% de las arcillas en el fluido
- Porcentaje de recuperación de la arcilla intacta de 95,2%
- El tiempo de interacción entre la formulación y la arcilla es de 12 segundos.
- Porcentaje de rendimiento de 97,99% lo que califica este fluido como “Excelente”

Como comparación se muestra que el fluido menos óptimo para la perforación es la Formulación P<sub>R</sub> la cual es el blanco, sus características son:

- Porcentaje de 29,68% de hinchamiento de arcillas.
- Porcentaje de dispersión de 73,7% de las arcillas en el fluido
- Porcentaje de recuperación de la arcilla intacta de 26,3%
- El tiempo de interacción entre la formulación y la arcilla es de 171 segundos.
- Porcentaje de rendimiento de 58,41% lo que califica este fluido como “Pobre”.

En conclusión, las ventajas del fluido elegido se pueden apreciar al comparar la formulación más óptima ( $P_j$ ) con la no óptima ( $P_R$ ). Claramente se observa: el hinchamiento de las arcillas se reduce de 29,68% al 12% lo que significa la reducción del 59,6%; La dispersión en las diferentes formulaciones se reduce de 73,7% a 4,78% con el uso de inhibidores, lo que evita que los sólidos se incorporen al fluido y así se evita que se modifique las características físicas del fluido; en consecuencia el porcentaje de recuperación aumenta lo que concuerda con el porcentaje de dispersión. El tiempo de interacción entre las arcillas y el fluido disminuye de 171 segundos a 12 segundos esto se debe a la acción del inhibidor, que evita la interacción directa entre el agua y la arcilla.

### **6.1.2 Conclusiones sobre el “Diseño del sistema de mezcla”**

El sistema de mezcla más adecuado es aquel que se ajusta a las necesidades de perforación, operación, transporte, costo económico moderado y que permita realizar el trabajo con el menor impacto ambiental. De tal manera que el sistema está diseñado para cumplir con la preparación del fluido de perforación en las secciones de 16 pulgadas, 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas para pozos direccionales cuya profundidad máxima este comprendida en rangos de 10000-10500 pies. Al calcular la cantidad de fluido de perforación máximo, que es 200 m<sup>3</sup>, se utiliza un factor de seguridad de 20% para diseñar un sistema de tanques con capacidad de 240 m<sup>3</sup>.

El sistema más óptimo consiste en tres tanques cilíndricos con capacidad de 80 m<sup>3</sup>. El dimensionamiento del tanque más adecuado es de un diámetro de 4,52 metros y 5 metros de altura. Se toma en cuenta como limitante la dificultad del transporte para tamaños

superiores. Como factor decisivo en la elección del diámetro se toma en cuenta el porcentaje de desperdicio de planchas de acero que se usan en la construcción del sistema.

Se determina que debido a las características del fluido, el agitador más óptimo es un tipo “Turbina”, el cual es ideal para el rango de viscosidades de 0,001 hasta 30 pa.s teniendo en cuenta que la viscosidad máxima de operación utilizada en campo no pasa de 0,030 pa.s por lo que la mezcla continuaría sin problemas aun cuando el fluido de perforación se salga del parámetro de la viscosidad. También se incorpora cuatro placas deflectoras en cada tanque para crear corrientes verticales, lo cual mejora la agitación y mezclado, evitando los remolinos o vórtices durante la operación. Finalmente, se calcula la potencia del motor del agitador que es de 12 kW.

## 6.2 Recomendaciones

### 6.2.1 Estudio de arcillas

Se recomienda el uso de inhibidores de arcillas para perforar cualquier campo petrolero en el Ecuador. Así como también es necesario hacer el estudio de arcillas específico de la locación a perforar para conocer sus características y aplicar la formulación más óptima. De esa manera la operación será más eficiente: con menos problemas de perforación, menor desperdicio de reactivos, e incluso una operación más económica y limpia.

### 6.2.2 Diseño del tanque

- Si se recomienda la instalación de placas deflectoras ubicadas cerca de las paredes del tanque puesto que estas evitan los remolinos y los vórtices. Estos fenómenos no permiten la agitación y mezcla correctas en el tanque.
- Se recomienda como material de construcción el acero ASTM-36 para la construcción de tanques. A pesar que no es anticorrosivo como el acero inoxidable. Tiene como ventaja que es más barato y se puede colocar pintura epóxica anticorrosiva que cubra toda la superficie de los tanques por dentro y por fuera para limitar el efecto corrosivo. Así se tiene mayor durabilidad y resistencia a las condiciones meteorológicas y las condiciones de operación con menor costo que con el acero inoxidable.
- Se recomienda un motor eléctrico para operación continua y eficiencia IE2 que quiere decir de alto rendimiento entre 94-98%, de tal forma que se ahorra energía ya que hay menor desperdicio en forma de calor (ver Anexo B1).

## Capítulo 7: Referencias

---

### 7.1 Bibliografía

- Artículo de pesos y medidas de transporte pesado en Ecuador.* (23 de Noviembre de 2011). Recuperado el 7 de Octubre de 2013, de Revista Buen viaje : <http://www.revistabuenviaje.com.ec/miscelaneo/pesos-y-medidas>
- Bakker, A., Mayers, J., Ward, R., & Lee, C. (2010). *Advancing chemical Engineering worldwide.* Recuperado el Diciembre de 2013, de IChemE: <http://www.icheme.org/fluid%20mixing%20processes.aspx>
- Banco Central del Ecuador. (s.f.). *Estadísticas.* Recuperado el 20 de Abril de 2013, de <http://www.bce.fin.ec/frame.php?CNT=ARB0000006>
- Bochem. (2013). *Bochem* . Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de Agitadores : <http://www.bochem.com/es>
- Brown, G. (1955). *Operaciones básicas de ingeniería química.* Barcelona: Manuelmareín & Cia.
- Coker, K. (2001). *Ludwig's Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants.* USA: Elsevier.
- Colegio de Geólogos C.R. (2012). *Yacimientos petróleo y gas natural.* Recuperado el Octubre de 2013, de <http://www.geologos.or.cr>
- Cruz, I. R. (3 de Enero de 2014). Consultoría de Norma API para Tanques. (P. Benavides, Entrevistador)
- Dolin-Tech. (2013). Recuperado el Enero de 2014, de <http://www.dolin-tech.com>
- Ecuador, A. (2012). *Asociación de Municipalidades Ecuatorianas.* Recuperado el 9 de Septiembre de 2013, de Cantón de los Sachas: <http://www.ame.gob.ec/ame/index.php/ley-de-transparencia/58-mapa-cantones-del-ecuador/mapa-orellana/204-canton-joya-de-los-sachas>
- Foto Anhidrita.* (s.f.). Recuperado el Octubre de 2013, de <http://1.bp.blogspot.com/-GzY8MV6Hx28/TekTYZI8oxI/AAAAAAAAAF0Q/7NDNcdRPlxA/s1600/DSC08346.JPG>
- Foto Carbón.* (s.f.). Recuperado el Octubre de 2013, de [https://encrypted-tbn2.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTN\\_NOGpg77LQcHN786-t0r8yut2GilGX7Gm2DBNFrb2mykqZEy](https://encrypted-tbn2.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTN_NOGpg77LQcHN786-t0r8yut2GilGX7Gm2DBNFrb2mykqZEy)
- Foto Conglomerado Chert.* (s.f.). Recuperado el Octubre de 2013, de [http://www.foro-minerales.com/forum/files/conglomerado\\_548.jpg](http://www.foro-minerales.com/forum/files/conglomerado_548.jpg)

*Foto Conglomerado cuarzoso.* (s.f.). Recuperado el Octubre de 2013, de <https://encrypted-tbn1.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcRIuMtSCfG7UZ9439CkD8Y-JCqW10wVidMfkgu8mhGM7rHKVDZEMA>

GARCIA, A. R. (2003). AGITATION AND MIXING. *PRESENTATION OUTLINE* . Michigan, USA.

Google maps. (2013). *Google maps/ Ecuador*. Recuperado el 9 de Septiembre de 2013, de [googlemaps.com](http://googlemaps.com)

Grupo Cedip México. (s.f.). Recuperado el 20 de Abril de 2013, de <http://www.cedip.edu.mx>.

James Couper, R. P. (2005). *Chemical Process Equipment selection and design* . Burlington: Elsevier .

McCabe. (1993). *Operaciones Unitarias* .

McCabe, W. L., Smith, J. C., & Harriot, P. (2007). *Operaciones Unitarias en Ingeniería Química*. México D.F: McGraw-Hill Interamericana.

M-I Swaco a Schlumberger Company. (2013).

M-I Swaco Manual de Perforación. *Drilling Fluids*.

Mihaila Andres, R. N. (2013). NUMERICAL MODEL OF SUSPENDING SOLID PARTICLES BY MEANS OF MIXING RADIAL TURBINES. *INTERNATIONAL CONFERENCE of SCIENTIFIC PAPER*, (pág. 4). Brasov.

Norman J. Hyne, P. (2001). *Petroleum Geology, Exploration, Drilling and production*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation .

Oquendo Suarez, V. E., & Trujillo Villa, D. F. (2011). *Tesis de Grado:Diseño y construcción de Equipo* . Riobamba.

Parker Agitator/mixer. (Noviembre de 2012). *Type of Impellers*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2013, de [http://www.autoclaveengineers.com/ae\\_pdfs/ag\\_agitator\\_mixer\\_comparison.pdf](http://www.autoclaveengineers.com/ae_pdfs/ag_agitator_mixer_comparison.pdf)

Petroecuador. (2010). Recuperado el 20 de Septiembre de 2013, de <http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/archivo/001138.pdf>

Procesos Bio. (2013). *Procesos BIO*. Recuperado el Octubre de 2013, de Agitadores: <http://procesosbio.wikispaces.com/Agitador>

(2009). *Recommended Practice for field testing Water-based fluids 13-B1*. Cuarta Edición.

Robert Perry, W. K. (2008). Transport and storage of fluids. En *Perry's chemical engineers' handbook*. McGraw-Hill.

Rockwell International Corporation . (2000). *Agitation and mixing Processes*. USA: publication D7747.

Ruiz, R. (2013). *Universidad Autónoma de Metropolitana México*. Recuperado el Octubre de 2013, de [http://cbi.izt.uam.mx/iq/lab\\_mec\\_de\\_fluidos/Practicas%20Laboratorios/PRACTICA4.pdf](http://cbi.izt.uam.mx/iq/lab_mec_de_fluidos/Practicas%20Laboratorios/PRACTICA4.pdf)

Salvador, M., Concepción, P., & Ribes, J. L. (2000). *Resistencia de Materiales*. Valencia: Camino de Vera.

Schlumberger . (2013). *Litología Sacha 212D*. Quito -Ecuador.

Schlumberger. (2013). *Seed Schlumberger* . Recuperado el 20 de Abril de 2013, de <http://www.planetseed.com/es/sciencearticle/fluido-de-perforacion-elemento-vital-del-pozo>

SHE, Secretaria de hidrocarburos Ecuador. (2013). Recuperado el Septiembre de 2013, de <http://www.hidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>

Time, D. (2013). *Imagen Torre de Perforación*. Recuperado el 2013, de <http://es.dreamstime.com/photos-images/torre-de-perforacin-de-petrleo.html>

Totten, G. E. (2007). *Metallurgy and technologies*. Boca Ratón: Taylor & Francis Group.

Tuberías. (2013). Recuperado el Diciembre de 2013, de <http://www.eduardocortina.com/>

Universidad de Valparaíso Chile. (Octubre de 2008). *Agitación y mezcla de líquidos*. Recuperado el Octubre de 2013, de [prontus.uv.cl/pubacademica/pubprofesores/c/.../site/artic/.../clase\\_12.ppt](http://prontus.uv.cl/pubacademica/pubprofesores/c/.../site/artic/.../clase_12.ppt)

Victor Suarez, D. T. (2011). Tesis de Grado. *Diseño y Contrucción de equipo para tratabilidad de agua residuales* . Riobamba, Ecuador.

Virtual plant 2.0. (2013). *Tipo de agitadores* . Recuperado el Octubre de 2013, de [http://www.virtualplant.net/vptd/includes/equipo.php?id\\_equipo=MT-0501](http://www.virtualplant.net/vptd/includes/equipo.php?id_equipo=MT-0501)

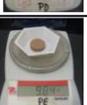
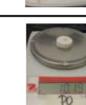
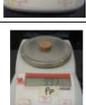
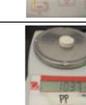
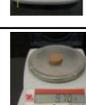
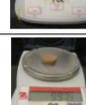
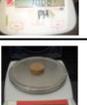
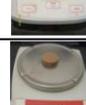
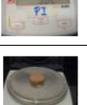
Wade, L. (2004). *Química Orgánica*. Madrid: Pearson Education.

Warren L, M. J. (1981). *Operaciones básicas de Ingeniería Química*. Barcelona: Reverté.

## 7.2 Anexos

### Anexo A: Fotografías de las pruebas de laboratorio

#### A1. Pruebas de índice de rendimiento

Formulación	PESO INICIAL PASTILLA	PESO FINAL PASTILLA	Formulación	PESO INICIAL PASTILLA	PESO FINAL PASTILLA
PA			PK		
PB			PL		
PC			PM		
PD			PN		
PE			PO		
PF			PP		
PG			PQ		
PH			PR		
PI			PS		
PJ			<p>Elaborado por: Paola Benavides</p> <p>Fecha: 12/08/2013</p> <p>Lugar: Laboratorio MI- Swaco -Ecuador</p>		

## A2. Prueba de dispersión

FORMULACIÓN	PESO INICIAL	PESO FINAL	FORMULACIÓN	PESO INICIAL	PESO FINAL
PA			PK		
PB			PL		
PC			PM		
PD			PN		
PE			PO		
PF			PP		
PG			PQ		
PH			PR		
PI			PS		
PJ			Elaborado por: Paola Benavides		
			Fecha: 12/08/2013		
			Lugar: Laboratorio MI- Swaco -Ecuador		

### A3. Prueba de tiempo de succión capilar

Formulación	TIEMPO DE SUCCIÓN	Formulación	TIEMPO DE SUCCIÓN
PA		PK	
PB		PL	
PC		PM	
PD		PN	
PE		PO	
PF		PP	
PG		PQ	
PH		PR	
PI		PS	
PJ		Elaborado por: Paola Benavides Fecha: 12/08/2013 Lugar: Laboratorio MI- Swaco -Ecuador	

## Anexo B

### B1 Motor agitador



#### Quick Details

Brand Name: DONG LING (DOLIN)	Model Number: AY2EF Series	Type: Induction Motor
Frequency: 50 Hz or 60 Hz	Output Power: 0.12KW ~ 315 KW (1/8 HP ~ 420HP)	Protect Feature: Totally Enclosed
Certification: CCC,CE,ISO 9001-2000	AC Voltage: 220V, 380V, 440V, 660V or Dual-Voltage	Phase: Three-phase
Pole: 2P, 4P, 6P, 8P, 10P	Ingress Protection: IP54	Place of Origin: Taiwan
Time Duty: S1 (Continuous Duty)	Mounting: B3 (IM1001) Horizontal Foot Mounting	Efficiency: IE 2
		Stator Insulation: Class F
		Cooling: IC 0141

**Figura 46: Detalles del motor para el agitador. (Dolin-Tech, 2013)**

### Anexo C: Planos del sistema de tanques de mezcla