

DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA CUANTIFICAR LA  
EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN BASE ACEITE EN LAS OPERACIONES DE PIEDEMONTE

JUAN FELIPE BELTRÁN RUIZ  
NISHMA HAMAD VELANDIA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2017

DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA CUANTIFICAR LA  
EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACIÓN BASE ACEITE EN LAS OPERACIONES DE PIEDEMONTE

JUAN FELIPE BELTRÁN RUIZ  
NISHMA HAMAD VELANDIA

Proyecto Integral de Grado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
JAIRO ENRIQUE PEÑUELA RAMÍREZ  
Ingeniero de Petróleos

Co-director  
HENRY GALINDO GARCÍA  
Ingeniero de Petróleos

Orientador  
LUIS GUILLERMO VILLA ORREGO  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2017

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

\_\_\_\_\_  
Jurado orientador. Luis Guillermo Villa Orrego

\_\_\_\_\_  
Jurado 1. Laydy Paola Mora Parrado

\_\_\_\_\_  
Jurado 2. Iván Eduardo Peñaloza Cristancho

Bogotá D.C, Agosto de 2017

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano de Ingenierías y Decano de Carreras

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## DEDICATORIA

*A mi familia por su apoyo incondicional.*

*Nishma Hamad Velandia.*

*A mis padres y mi hermana por brindarme todo el apoyo  
durante mi carrera universitaria.*

*Juan Felipe Beltrán Ruiz*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto expresan sus agradecimientos a:

**Equion Energía Limited y a Baker Hughes de Colombia** por darnos la confianza y la oportunidad de realizar nuestro proyecto de grado, brindándonos todo su apoyo y seguimiento durante la realización del proyecto, y permitirnos hacer uso de sus instalaciones y laboratorios.

**Ing. Jairo Enrique Peñuela**, por compartir sus conocimientos, su confianza y disposición a lo largo del desarrollo del proyecto.

**Ing. Henry Galindo García** por su gran colaboración y gestión al desarrollo de las pruebas de laboratorio que fueron vitales para el desarrollo del proyecto de grado.

**Ing. Sebastián Mesa** por su amistad, apoyo incondicional, disposición, compartir sus conocimientos y enseñar a través del ejemplo

**Ing Diana Carolina Toquica**, por su disposición y brindarnos toda la ayuda necesaria.

**Ing. Diego Arias y Angie Pineda**, por disponer del tiempo y la paciencia para guiarnos en las pruebas de laboratorio.

**Ing. Luis Guillermo Villa Oregón**, por sus asesorías técnicas prestadas durante la realización del proyecto.

**Profesor Orlando Vanegas** por su orientación y seguimiento en el desarrollo del modelo matemático.

A los **Docentes** de la Fundación Universidad de América que ayudaron a la realización de este proyecto y de que una u otra forma brindaron los conocimientos y la educación para la formación de los autores de este proyecto.



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE PIEDEMONTE	31
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE PIEDEMONTE	31
1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE PIEDEMONTE	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Geología del petróleo	34
1.3.2.1 Formación Gachetá	34
1.3.2.2 Formación Guadalupe, Barco y Mirador	34
1.3.2.3 Formación Carbonera	36
1.3.2.4 Migración	36
1.3.2.5 Entrampamiento	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE DE PIEDEMONTE	37
1.4.1 Método de producción	37
1.4.2 Tiempo de producción	37
1.4.3 Número de pozos	37
1.4.5 Producción acumulada	37
2. EVAPORACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	39
2.1 EVAPORACIÓN	39
2.1.1 Tipos de evaporación	40
2.1.1.1 Evaporación por aumento de temperatura	41
2.1.1.2 Evaporación por disminución de la presión	41
2.1.1.3 Evaporación por ambos efectos	41
2.1.2 Proceso de la evaporación	41
2.1.3 Factores fundamentales de la evaporación	41
2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN	42
2.2.1 Funciones del fluido de perforación	42
2.2.2 Sistema de circulación del fluido de perforación	45
2.2.3 Clasificación	45
2.2.3.1 Fluido de perforación base agua	47
2.2.3.2 Fluidos dispersos	47
2.2.3.3 Fluidos no dispersos	47
2.2.3.4 Fluidos de perforación base aceite	47
2.2.3.5 Fluidos de perforación neumáticos	48
2.2.4 Propiedades fisicoquímicas	49
2.2.4.1 Propiedades físicas	49

2.2.4.2 Propiedades químicas	54
2.3 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	55
3. EFECTO DE LA EVAPORACIÓN EN LAS PROPIEDADES QUÍMICAS Y FÍSICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	57
3.1 Alteración de las propiedades fisicoquímicas.	57
3.2 Consecuencias de la alteración de las propiedades fisicoquímicas.	59
4. PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO	61
4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD	61
4.2 COMPARACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DEL DIÉSEL COTU Y DIÉSEL COESGEN	62
4.3 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN	63
4.4 DETERMINACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	64
4.4.1 Preparación del fluido de perforación	64
4.4.2 Montaje de las pruebas de laboratorio	65
4.5 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES DEL AMBIENTE.	66
5.RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	69
5.1 DENSIDAD	69
5.2 NIVEL DE EVAPORACIÓN DE LAS BASES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	69
5.3 EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN	70
5.4 EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	70
5.4.1 Balance de masa	73
5.5 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES AMBIENTE.	76
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO	79
6.1 DENSIDAD	79
6.2 EVAPORACIÓN DE LAS BASES CONTINUAS	82
6.3 EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN.	83
6.4 EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	85
6.4.1 Evaporación del agua	85
6.4.2 Evaporación del aceite.	87
6.4.3 Evaporación total.	89
6.5 EFECTO DE LAS CONDICIONES DEL AMBIENTE.	91
6.6 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO	92
6.6.1 Premisas para la creación del modelo matemático	92
6.6.2 Ecuación para la evaporación del agua	93
6.6.3 Ecuación de evaporación del fluido de perforación base diésel Cotu	97

6.6.4 Ecuación de evaporación del fluido de perforación base diésel Coesgen	99
6.6.5 Evaporación total	99
6.6.6 Uso correcto de la ecuación	99
7. ANÁLISIS FINANCIERO	103
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	104
7.1.1 Costo del fluido de perforación	107
7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	109
7.2.1 Flujo de caja	110
7.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA.	112
8. CONCLUSIONES	113
9. RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	120

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa del Bloque piedemonte.	33
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica general para el Bloque Piedemonte.	35
<b>Figura 3.</b> Diferencia entre evaporación y ebullición.	39
<b>Figura 4.</b> Ciclo de circulación del fluido de perforación.	46
<b>Figura 5.</b> Balanza de lodo.	50
<b>Figura 6.</b> Viscosímetro de embudo de Marsh.	50
<b>Figura 7.</b> Viscosímetro de lectura directa y de lectura digital.	52
<b>Figura 8.</b> Filtro prensa API baja presión.	52
<b>Figura 9.</b> Equipo de la retorta.	53
<b>Figura 10.</b> Evaporación en superficie.	57
<b>Figura 11.</b> Variación porcentual de las fases del fluido de perforación.	59
<b>Figura 12.</b> Descripción de la prueba de la retorta.	68
<b>Figura 13.</b> Curva de avance de perforación del pozo Pauto Sur CP10.	104
<b>Figura 14.</b> Distribución de los tanques.	106
<b>Figura 15.</b> Flujo de caja del FLUIDO 1.	111
<b>Figura 16.</b> Flujo de caja del FLUIDO 2.	111

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción acumulada de crudo y gas del Bloque Piedemonte.	38
<b>Gráfica 2.</b> Distribución de carbonos Diésel Cotu.	80
<b>Gráfica 3.</b> Distribución de carbonos Diésel Coesgen.	81
<b>Gráfica 4.</b> Diferencia en delta de masa de la evaporación diésel Cotu y Coesgen	82
<b>Gráfica 5.</b> Área vs Evaporación.	83
<b>Gráfica 6.</b> Evaporación del agua en el fluido de perforación base diésel Cotu.	85
<b>Gráfica 7.</b> Evaporación del agua en el fluido de perforación base diésel Coesgen	86
<b>Gráfica 8.</b> Evaporación del agua según la fase continua del fluido de perforación	87
<b>Gráfica 9.</b> Evaporación del aceite en el fluido de perforación base diésel Cotu.	88
<b>Gráfica 10.</b> Evaporación del aceite en el fluido de perforación base diésel Coesgen.	88
<b>Gráfica 11.</b> Evaporación de las fases en el fluido de perforación base diésel Cotu	90
<b>Gráfica 12.</b> Evaporación de las fases en el fluido de perforación base diésel Coesgen.	91
<b>Gráfica 13.</b> Variación másica de la evaporación a condiciones de laboratorio y condiciones de pozo.	92
<b>Gráfica 14.</b> Rectas de evaporación del agua.	94
<b>Gráfica 15.</b> Punto de corte en términos de fracción de agua.	95
<b>Gráfica 16.</b> Modelo de vaporación del agua.	96
<b>Gráfica 17.</b> Evaporación del fluido de perforación base diésel Cotu.	98
<b>Gráfica 18.</b> Evaporación del fluido de perforación base diésel Coesgen.	100

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades petrofísicas de las formaciones reservorio.	36
<b>Tabla 2.</b> Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base aceite.	47
<b>Tabla 3.</b> Descripción del fluido de perforación utilizado en las pruebas de laboratorio.	55
<b>Tabla 4.</b> Valores de las propiedades del fluido de perforación utilizado por Equion Energía en el Bloque Piedemonte.	56
<b>Tabla 5.</b> Propiedades del fluido de perforación antes y después de la evaporación.	58
<b>Tabla 6.</b> Tiempo y orden de mezcla de los aditivos del fluido de perforación.	64
<b>Tabla 7.</b> Concentración de aditivos del fluido de perforación base diésel Cotu.	65
<b>Tabla 8.</b> Concentración de aditivos del fluido de perforación base diésel Coesgen.	65
<b>Tabla 9.</b> Densidades.	69
<b>Tabla 10.</b> Comparación de la evaporación de las bases utilizadas en el fluido de perforación.	70
<b>Tabla 11.</b> Efecto del área en la evaporación.	70
<b>Tabla 12.</b> Resultados obtenidos para fluido de perforación base diésel Cotu.	71
<b>Tabla 13.</b> Resultados obtenidos para fluido de perforación base diésel Coesgen.	71
<b>Tabla 14.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 90/10.	72
<b>Tabla 15.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 80/20.	72
<b>Tabla 16.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 70/30.	72
<b>Tabla 17.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 90/10.	72
<b>Tabla 18.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 80/20.	73
<b>Tabla 19.</b> Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 70/30.	73
<b>Tabla 20.</b> Barriles evaporados de agua y aceite del fluido de perforación base diésel Cotu.	76
<b>Tabla 21.</b> Barriles evaporados de agua y aceite del fluido de perforación base diésel Coesgen.	76
<b>Tabla 22.</b> Resultados obtenidos para fluido de perforación base Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.	77
<b>Tabla 23.</b> Resultado de los porcentajes volumétricos y másicos de las fases líquidas del fluido de perforación base Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.	77

<b>Tabla 24.</b> Barriles evaporados del fluido de perforación base diésel Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.	77
<b>Tabla 25.</b> Cromatografía Cotu y Coesgen	79
<b>Tabla 26.</b> Distribución de carbonos por secciones	81
<b>Tabla 27.</b> Puno de corte dependiente de Yw.	95
<b>Tabla 28.</b> Geometría del pozo Pauto Sur CP10.	103
<b>Tabla 29.</b> Costo de los aditivos.	105
<b>Tabla 30.</b> Especificaciones de los tanques.	106
<b>Tabla 31.</b> Área total de los tanques donde se lleva a cabo la evaporación.	107
<b>Tabla 32.</b> Volúmenes de pozo por sección.	107
<b>Tabla 33.</b> Costo por barril del FLUIDO 1.	107
<b>Tabla 34.</b> Costo del FLUIDO 1.	108
<b>Tabla 35.</b> Costos generados por evaporación FLUIDO 1.	108
<b>Tabla 36.</b> Costo por barril del FLUIDO 2.	108
<b>Tabla 37.</b> Costo del FLUIDO 2.	109
<b>Tabla 38.</b> Costos generados por evaporación FLUIDO 2.	109

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Tasa de evaporación.	41
<b>Ecuación 2.</b> Densidad.	69
<b>Ecuación 3.</b> Balance masa general	¡Error! Marcador no definido.
<b>Ecuación 4.</b> Balance de masa a la entrada del sistema.	¡Error! Marcador no definido.
<b>Ecuación 5.</b> Balance de masa a la salida del sistema.	74
<b>Ecuación 6.</b> Balance de masa para la determinación de la evaporación del fluido de perforación.	74
<b>Ecuación 7.</b> Balance de masa para la determinación de la evaporación de las fases líquidas del fluido de perforación.	74
<b>Ecuación 8.</b> Ecuación de balance de masa evaporada.	75
<b>Ecuación 9.</b> Determinación del agua evaporada.	75
<b>Ecuación 10.</b> Determinación del aceite evaporado.	75
<b>Ecuación 11.</b> Línea recta.	84
<b>Ecuación 12.</b> Pendiente de una recta.	84
<b>Ecuación 13.</b> Evaporación en términos de área.	84
<b>Ecuación 14.</b> Ecuación general de evaporación de agua.	93
<b>Ecuación 15.</b> Evaporación del agua.	97
<b>Ecuación 16.</b> Evaporación diésel Cotu; $Y_o=0,9$ .	97
<b>Ecuación 17.</b> Evaporación diésel Cotu; $Y_o=0,85$ .	97
<b>Ecuación 18.</b> Evaporación diésel Cotu; $Y_o=0,8$ .	97
<b>Ecuación 19.</b> Evaporación diésel Cotu; $Y_o=0,75$ .	97
<b>Ecuación 20.</b> Evaporación diésel Cotu; $Y_o=0,7$ .	97
<b>Ecuación 21.</b> Evaporación diésel Coesgen; $Y_o=0,9$ .	99
<b>Ecuación 22.</b> Evaporación diésel Coesgen; $Y_o=0,85$ .	99
<b>Ecuación 23.</b> Evaporación diésel Coesgen; $Y_o=0,8$ .	99
<b>Ecuación 24.</b> Evaporación diésel Coesgen; $Y_o=0,75$ .	99
<b>Ecuación 25.</b> Evaporación diésel Coesgen; $Y_o=0,7$ .	99
<b>Ecuación 26.</b> Evaporación total.	99
<b>Ecuación 27.</b> Valor Presente Neto (VPN)	109
<b>Ecuación 28.</b> Conversión de tasa efectiva anual a efectiva mensual.	110



## LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
<b>Diagrama 1.</b> Procedimiento para la determinación de la densidad.	61
<b>Diagrama 2.</b> Procedimiento para comparar la evaporación de los diéseles Cotu y Coesegn	62
<b>Diagrama 3.</b> Procedimiento para la determinación el efecto del área en la evaporación.	63
<b>Diagrama 4.</b> Procedimiento para cuantificar la evaporación.	67

## GLOSARIO

**ADITIVO:** cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

**AGENTE DE HUMECTANTE:** sustancia o composición que, al ser agregada a un líquido, aumenta la dispersión del líquido sobre una superficie o la penetración del líquido dentro de un material.

**AGENTE FLOCULANTE:** sustancia que produce el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto cedente y el esfuerzo de gel aumentan.

**AGENTE TENSOACTIVO:** material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto. Usado en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, tensión interfacial, espumación, desespumación, humectación, etc.

**ALCALINIDAD:** poder de una base, medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal.

**AMBIENTE CONTINENTAL:** zona donde se depositan sedimentos asociados a las corrientes, donde además predomina la erosión. Estos pueden ser fluviales, glaciares, eólicos y lacustres.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** es la combinación de procesos químicos y físicos que puede originar y formar rocas sedimentarias a partir de la deposición de sedimentos, el modo de depositación y el agente de erosión presente.

**AMBIENTE MARINO:** zona donde se da la acumulación de sedimentos que provienen principalmente de los ambientes de transición, ya sea por remoción o por erosión. Pueden ser de plataforma, talud y abismal.

**ANÁLISIS SARA:** prueba que permite conocer las cantidades ponderadas de los compuestos saturados, aromáticos, resina y asfaltenos, basándose en las diferencias de solubilidad y polaridad.

**ANTICLINAL:** pliegue en estratos rocosos con una forma convexa hacia arriba. Las rocas en el núcleo de un anticlinal son las más antiguas.

**ANTIESPUMANTE:** sustancia usada para prevenir la formación de espuma aumentando considerablemente la tensión superficial.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura detrítica. Comprende tamaños entre 0,2 y 2 milímetros de diámetro. Compuesta principalmente por cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

**ASFALTENO:** compuesto aromático y nafténico de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

**BALANZA DE LODO:** balanza de balancín usada para determinar la densidad del fluido de perforación. Se compone principalmente de una base, un balancín graduado con un vaso de volumen constante, una tapa, un caballero, un cuchillo y un contrapeso.

**BARITA:** sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

**BARRIL:** unidad volumétrica de medición usada en la industria del petróleo, igual a 42 galones U.S.

**BENTONITA:** arcilla coloidal plástica usada principalmente en fluido de perforación que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado.

**BOMBAS DE LODO:** bombas en el equipo de perforación, usadas para hacer circular los fluidos de perforación.

**CAMPO:** acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, está formado por un yacimiento de tal forma que se permite la acumulación de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca que actúa como sello.

**CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>):** sal de calcio insoluble a veces usada como material densificante (caliza, concha de ostra, etc.) en fluidos de perforación especializados. También se usa como unidad y/o norma para reportar la dureza.

**CIRCULACIÓN:** movimiento del fluido de perforación desde el tanque de succión, pasando a través de la bomba, la tubería de perforación, la broca, el espacio anular en el pozo, y luego regresando de nuevo al tanque de succión. El tiempo requerido suele ser llamado tiempo de circulación.

**CLORURO DE CALCIO (CaCl<sub>2</sub>):** sal de calcio muy soluble, añadida a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, pero principalmente para aumentar la densidad de la fase fluida.

**COESGEN:** diésel de gravedad específica de 0,82.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes debajo de una ubicación dada, con la más antigua en la parte inferior y la más joven en la parte superior. Normalmente se dibujan a escala aproximada con espesores de unidades de roca proporcionales. Normalmente se agregan colores y símbolos estandarizados para comunicar gráficamente tipos de rocas y algunas de sus características más importantes.

**CONTAMINACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN:** presencia en un fluido de perforación de cualquier materia extraña o en proporciones que tienden a producir propiedades perjudiciales del fluido de perforación.

**CONTENIDO DE ACEITE:** el contenido de aceite de cualquier fluido de perforación es el porcentaje en volumen de la cantidad de aceite.

**CONTENIDO DE AGUA:** el contenido de agua de cualquier fluido de perforación es el porcentaje en volumen de la cantidad de agua.

**COT:** (carbono orgánico total), es la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Por sus siglas en inglés TOC.

**COTU:** diésel de gravedad específica de 0,85.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la cual se presenta acumulación de sedimentos. Si las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** alteración de las características originales de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación.

**DENSIDAD:** magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia.

**DENSIFICANTE:** material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación.

**DESESPUMANTE:** sustancia usada para reducir o eliminar la espuma mediante la reducción de la tensión superficial.

**DIÉSEL:** sustancia líquida oleosa, compuesta de hidrocarburos, obtenida por destilación fraccionada del petróleo crudo, que se utiliza como carburante o combustible.

**DUREZA:** la dureza del agua se debe principalmente a los iones calcio y magnesio.

**EMULSIFICANTE:** sustancia usada para producir una emulsión dos líquidos que no son miscibles entre sí.

**EMULSIÓN:** mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o por el uso de emulsificantes.

**ESFUERZO DE GEL:** capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies<sup>2</sup>. Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que se ocupa de la definición e interpretación de los materiales de tierra estratificados, las condiciones de su formación, carácter, disposición, secuencia, edad y distribución, especialmente su correlación por el uso de fósiles y otros medios.

**EVAPORACIÓN:** proceso físico que consiste en la transformación de un líquido a estado gaseoso de manera lenta y gradual, al vencer la tensión superficial después de adquirir energía suficiente.

**FALLA:** superficie discreta (fractura) o una zona de superficies discretas que separan dos masas rocosas a través de las cuales una masa ha deslizado más allá de la otra.

**FALLA DE CABALGAMIENTO:** es un tipo de falla inversa de bajo ángulo (menor de 45° grados), donde el bloque superior tiende a sobreponerse sobre el bloque inferior.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla formada cuando el bloque colgante se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto bloque adyacente. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida. En una falla inversa el plano de falla exhibe un ángulo de 45 grados o mayor, con respecto a la horizontal.

**FASE CONTINUA:** fase fluida que se encuentra en mayor proporción en una emulsión y que rodea completamente la fase dispersa.

**FASE DISPERSA:** fase esparcida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas están finamente divididas y completamente rodeadas por la fase continua.

**FILTRADO:** El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

**FLUIDO DE PERFORACION:** fluido cuyas propiedades han sido modificadas por aditivos sólidos y/o líquidos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para dar estabilidad y hacer circular los recortes fuera del pozo, entre otras funciones, durante la perforación de un pozo.

**FORMACIÓN:** cuerpo de roca (comúnmente estratos sedimentarios) generalmente caracterizado por algún grado de homogeneidad litológica interna o características litológicas distintivas (tales como composición química, estructuras, texturas o fósiles de tipo general), es mapeable en la superficie de la tierra o rastreadable en la subsuperficie.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** aplicación de la Geología que estudia los aspectos relacionados a la formación de yacimientos de hidrocarburos y su prospección.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman.

**GRANULOMETRÍA:** medición y graduación que se lleva a cabo de los granos de una formación sedimentaria, de los materiales sedimentarios, así como de los suelos, con fines de análisis, tanto de su origen como de sus propiedades mecánicas, y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños .

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

**HUMECTABILIDAD:** indica la capacidad de la superficie de un sólido para ser recubierta por un líquido.

**HUMECTACIÓN:** adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

**INFRAYACENTE:** estrato o cuerpo de roca que descansa por debajo de otro superior, los cuales pueden estar en contacto concordante o discordante dependiendo de la continuidad en su sedimentación.

**INHIBIDOR:** sustancias utilizada para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

**KERÓGENO:** sustancia orgánica insoluble que se encuentra frecuentemente en los esquistos que pueden producir gases y líquidos por calentamiento. Es el componente orgánico de un esquisto bituminoso. Existen tres tipos: El kerógeno tipo I de alto contenido de carbono e hidrógeno, y de bajo contenido de oxígeno, comúnmente procreador de aceite; el kerogeno tipo II y III que tienen contenido de carbono e hidrógeno regular y de oxígeno también, comúnmente procreadoras de gas; y el kerógeno tipo IV, el produce carbono y gas.

**LAMINACIÓN:** capa más delgada reconocible (comúnmente menor de 1 cm de grosor) de deposición original en un sedimento o roca sedimentaria, que difiere de otras capas de color, composición o tamaño de partícula.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, presenta un tamaño de grano entre 1/256 y 1/16 milímetro de diámetro, compuesta principalmente por limo, óxido de hierro, cuarzo y calcita.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, presenta un tamaño de grano inferior a 1/256 milímetro de diámetro, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos que se han generado en una roca fuente hacia las rocas yacimiento. Se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

**PERMEABILIDAD:** capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para permitir el flujo fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

**PERMEABILIDAD:** constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.

**POROSIDAD:** medida de la relación entre el volumen de poros presentes en la roca respecto al volumen total de la misma.

**POZO:** perforación realizada para conducir y conectar los fluidos del reservorio ubicado en el subsuelo, con la superficie.

**RELACION AGUA-ACEITE:** proporción de agua y aceite presentes en el fluido de perforación.

**REOLOGÍA:** ciencia que trata de la deformación y del flujo del agua.

**RETORTA:** unidad de destilación, que se utiliza para medir el contenido de agua, aceite y sólidos de un fluido de perforación.

**REVOQUE:** sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

**RIPIOS:** son trozos pequeños de roca que se fracturan debido a la acción de los dientes de la barrena; también son conocidos como recortes de perforación,

**ROCA GENERADORA:** roca con alto contenido de materia orgánica, que a ciertas condiciones de presión y temperatura genera hidrocarburos asociados a procesos geológicos, contienen mínimo 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT).

**ROCA SELLO:** roca relativamente impermeable (normalmente lutita, anhidrita o sal) que forma una barrera alrededor de la roca reservorio impidiendo que los fluidos migren más allá del yacimiento.

**SISTEMA PETROLERO:** conjunto de componentes geológicos y procesos físicos que interactúan en la naturaleza sincronizadamente para generar y almacenar hidrocarburos.

**SUPRAYACENTE:** estrato que se encuentra ubicado por encima de otro, en contacto con este.

**TENSIÓN SUPERFICIAL:** cantidad de energía necesaria para que un líquido aumente su superficie por unidad de área.

**TRAMPA:** estructura geológica que permite la acumulación de petróleo y/o gas, sellada por una formación relativamente impermeable. Pueden ser de tipo estructural o trampas estratigráficas.

**VISCOSIDAD:** resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido. Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad.



**VISCOSÍMETRO DE INDICACIÓN DIRECTA:** dispositivo de tipo rotacional accionado por un motor eléctrico usado para determinar la viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzos de gel de los fluidos de perforación.

**VISCOSÍMETRO:** aparato que determina la viscosidad de un fluido.

**YACIMIENTO:** cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca reservorio), retenidos por formaciones de rocas circundantes con baja permeabilidad.

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>°API</b>	Gravedad API
<b>°C</b>	Grados centígrados (unidad de temperatura)
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>A</b>	Área
<b>bbbl</b>	Barril (unidad de volumen)
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	Cloruro de calcio
<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Carbonato de calcio
<b>Cc</b>	Centímetro cúbico (unidad de volumen)
<b>cm<sup>2</sup></b>	Centímetro cuadrado (unidad de área)
<b>CO<sub>3</sub></b>	Trióxido de carbono
<b>COT</b>	Carbono orgánico total
<b>cP</b>	Centipoise (unidad de viscosidad)
<b>Eo</b>	Evaporación del aceite
<b>Et</b>	Evaporación total
<b>Ew</b>	Evaporación del agua
<b>ft<sup>2</sup></b>	Pie cuadrado (unidad de área)
<b>Gal</b>	Galones (unidad de volumen)
<b>GPC</b>	Giga pies cúbicos
<b>Gr</b>	Gramos (unidad de masa)
<b>H</b>	Hora (unidad de tiempo)
<b>HCO<sub>3</sub></b>	Bicarbonato
<b>HPHT</b>	Alta presión y alta temperatura
<b>Km</b>	Kilómetro (unidad de distancia)
<b>L</b>	Litro (unidad de volumen)
<b>Lb</b>	Libra (unidad de masa)
<b>Lbf</b>	Libra fuerza (unidad de fuerza)
<b>LOM</b>	Nivel de madurez
<b>M</b>	Masa
<b>Ma</b>	Millones de años
<b>mD</b>	MiliDarcy (unidad de porosidad)
<b>min</b>	Minuto (unidad de tiempo)
<b>mL</b>	Mililitro (unidad de volumen)
<b>MM</b>	Millones
<b>Mm</b>	Milímetro (unidad de longitud)
<b>mmHg</b>	Milímetros de mercurio (unidad de presión)
<b>nV</b>	Nanovoltio
<b>OH<sup>-</sup></b>	Ion hidroxilo
<b>pH</b>	Concentración de iones hidrógeno
<b>ppm</b>	Partes por millón (unidad de concentración)
<b>PV</b>	Viscosidad plástica
<b>Qt</b>	Cuarto

<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>seg</b>	Segundos (unidad de tiempo)
<b>V</b>	Volumen
<b>Yo</b>	Fracción de aceite
<b>YP</b>	Viscosidad plástica
<b>Yw</b>	Fracción de agua
<b>Θ</b>	Reología
<b>P</b>	Densidad

## RESUMEN

En el presente trabajo de grado, se desarrolla un modelo matemático para cuantificar las pérdidas por evaporación de las fases líquidas de los fluidos de perforación base aceite utilizados en las operaciones de los campos Pauto y Floreña del bloque Piedemonte.

Para el desarrollo del modelo se realizaron pruebas a nivel de laboratorio, identificando tres variables principales que afectan en mayor medida la evaporación de los fluidos tipo emulsión inversa, las cuales son: área de contacto, temperatura a la salida de la línea de flujo y relación agua-aceite de la emulsión.

Las pruebas consistieron en preparar los fluidos de perforación usados en el Piedemonte, posteriormente calentar el fluido a una temperatura constante (120°F, 140°F, 160°F, 180°F y 200°F) durante una hora. Se calculó la cantidad de masa pérdida y luego se determinó por medio de la prueba de la retorta el porcentaje final de agua y aceite en la muestra y de esta manera cuantificar la evaporación de cada fase en la emulsión.

Teniendo como base esta prueba, donde se consideran dos variables, la temperatura del fluido y la relación agua-aceite, se realiza una corrección por efecto del área de contacto, dando como resultado una aproximación muy cercana a la evaporación en campo.

Finalmente, se realiza un análisis financiero, donde se toma la operación de un pozo y lo que se perdió monetariamente por efecto de la evaporación.

## INTRODUCCIÓN

En las operaciones de Piedemonte, los fluidos de perforación base aceite son utilizados por la empresa Equion Energía, debido a los múltiples problemas que se presentan cuando se perfora a altas profundidades, que conllevan a elevadas temperaturas en el fondo del pozo. Además, es usado para prevenir el hinchamiento de lutitas, disminuir el daño a la formación y minimizar el desgaste a la tubería. Debido al alto costo de los fluidos de perforación base aceite, es necesario tener control absoluto de la cantidad de fluido preparado y de las pérdidas que se generan durante la circulación del fluido.

Teniendo en cuenta el tiempo que conlleva cada sección de los pozos y la profundidad de cada uno de ellos (que pueden sobrepasar los 15.000 pies), el fluido de perforación puede llegar a alcanzar temperaturas en fondo de 300°F, lo cual provoca que en superficie se generen pérdidas por efecto de la evaporación.

La disminución de volumen asociado a la evaporación, si no son recompensados a tiempo, pueden causar los siguientes efectos en las propiedades del fluido de perforación: variación en las propiedades reológicas y un aumento en la densidad del fluido de perforación, ocasionado un incremento en la presión hidrostática que ejerce el fluido en las paredes del pozo.

Compensar las pérdidas de volumen aumenta los costos operacionales planificados de perforación, ya que actualmente existe una inexactitud en la cuantificación de las pérdidas de fluido de perforación base aceite por efecto de la evaporación, la empresa no ha podido definir el incremento de los costos en el fluido de perforación por el fenómeno de la evaporación.

Debido a que los fluidos de perforación usados por Equion Energía son derivados del diésel y los cálculos que se realizan se basan en un modelo para fluidos de perforación base agua, para cuantificar la pérdidas se asume que por cada diez barriles de agua que se evaporan según el modelo actual, se evaporaría un barril de diésel del fluido de perforación base aceite; tampoco se tiene en consideración que la evaporación varía según la relación agua-aceite del fluido, generando dudas sobre su precisión, en vista de que no se sabe con exactitud la proporción de cada fase que se evapora.

Se espera que con la solución del problema se pueda cuantificar de una manera más precisa las pérdidas del fluido, para que el ingeniero de fluidos tenga la capacidad de reponer a tiempo los volúmenes necesarios para mantener estables las propiedades físicas y químicas del fluido. Por otra parte, Baker Hughes tendrá la base para la creación de un software que cuantifique la evaporación de las fases líquidas en un fluido de perforación.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un modelo matemático para la cuantificación de la evaporación de las fases líquidas de los fluidos de perforación base aceite en las operaciones del Piedemonte.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir las generalidades del Bloque Piedemonte.
- Describir los fluidos de perforación base aceite usados en el Piedemonte operados por Equion Energía que serán aplicados en las pruebas de laboratorio.
- Evaluar los efectos de la evaporación en las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación base aceite.
- Diseñar un plan de pruebas de laboratorio y su ejecución, para la medición de las variables que afectan la evaporación en los fluidos de perforación base aceite.
- Analizar los resultados obtenidos a partir de las pruebas hechas en el laboratorio
- Hacer el planteamiento de un modelo matemático para la cuantificación de las pérdidas por evaporación para fluidos base aceite tipo emulsión inversa.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL BLOQUE PIEDEMONTE

En este capítulo se presentan características asociadas al bloque Piedemonte, donde se encuentran los campos Floreña y Pauto, en aspectos relacionados a su historia, localización, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL BLOQUE PIEDEMONTE

En 1992 la compañía British Petroleum (BP) firma el contrato de asociación Piedemonte con Ecopetrol, sobre un área aproximada de 287.000 hectáreas siendo BP la compañía operadora<sup>1</sup>.

El primer pozo exploratorio fue el pozo Floreña-1, dando paso al descubrimiento del campo; fue perforado en 1994 a unos 15.000 pies de profundidad, con objetivo exploratorio las areniscas de la Formación Guadalupe, con el cual, se logró establecer la existencia de un yacimiento independiente productor de hidrocarburos; con el hallazgo se encontraron reservas de petróleo y en menor proporción de gas<sup>2</sup>.

Posteriormente en el proceso de delimitación del campo Floreña, para el año 1995 se perforó a 14.000 pies el pozo Floreña-A1, con objetivo exploratorio la Formación Barco, encontrándose petróleo liviano y gas condensado [3]; y para el año 1996 se perforaron los pozos Floreña-A2 y Floreña-A3 con el mismo objetivo exploratorio del pozo Floreña-A1 a una profundidad de 14.000 y 15.000 pies respectivamente, ambos pozos mostraron potencial en la producción de hidrocarburos livianos.

El campo Pauto fue descubierto a mediados del año 1995 con la perforación del pozo Pauto Sur-1 a 15.000 pies de profundidad, mostrando potencial en la formación Barco y Mirador<sup>3</sup>, con este pozo se encontraron reservas de crudo liviano y gas.

---

<sup>1</sup> EL TIEMPO. Pauto, quinto hallazgo petrolero: del piedemonte llanero sigue brotando petróleo. En: El Tiempo [en línea]. (28 de julio de 1995). Disponible en: <[http://evirtual.lasalle.edu.co/info\\_basica/nuevos/guia/GuiaClaseNo.3.pdf](http://evirtual.lasalle.edu.co/info_basica/nuevos/guia/GuiaClaseNo.3.pdf)> [citado en 4 de febrero de 2017]

<sup>2</sup> CÁRDENAS, Diego. Floreña, nuevo campo petrolero: el piedemonte llanero sigue haciendo brotar petróleo de sus entrañas. En: El Tiempo [en línea]. (30 de mayo de 1995). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-334924>> [citado en 4 de febrero de 2017]

<sup>3</sup> EL TIEMPO. Vía libre al campo Floreña: con la aprobación de la comerciabilidad del campo Floreña, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) y la British Petroleum iniciarán el desarrollo conjunto de un nuevo complejo petrolífero en el piedemonte llanero del Casanare. En: El Tiempo [en línea]. (3 de noviembre de 1998). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-830998>> [citado en 4 de febrero de 2017]

Para el año de 1998 los campos fueron declarados comercialmente viables, pero su producción y comercialidad empezó en enero del 2001<sup>4</sup>, con un área comercial del 25% de la total del Bloque.

En el año 2010 Ecopetrol y Talisman adquieren acciones de BP en Colombia, y el 24 de enero del 2011 la compañía cambia el nombre a Equion Energía; a partir del año 2015 hasta mayo de 2017 los accionistas son Ecopetrol y Repsol y los campos de producción Pauto (8.500 hectáreas) y Floreña (11.500 hectáreas) son operados por Equion Energía.

## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE PIEDEMONTE

El Bloque Piedemonte está ubicado en Colombia, en la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales, en el departamento del Casanare, dentro de la jurisdicción del municipio de Yopal. A 12.5km al noroeste de Yopal (capital de Casanare) se encuentran el corregimiento el Morro. Ver **Figura 1**.

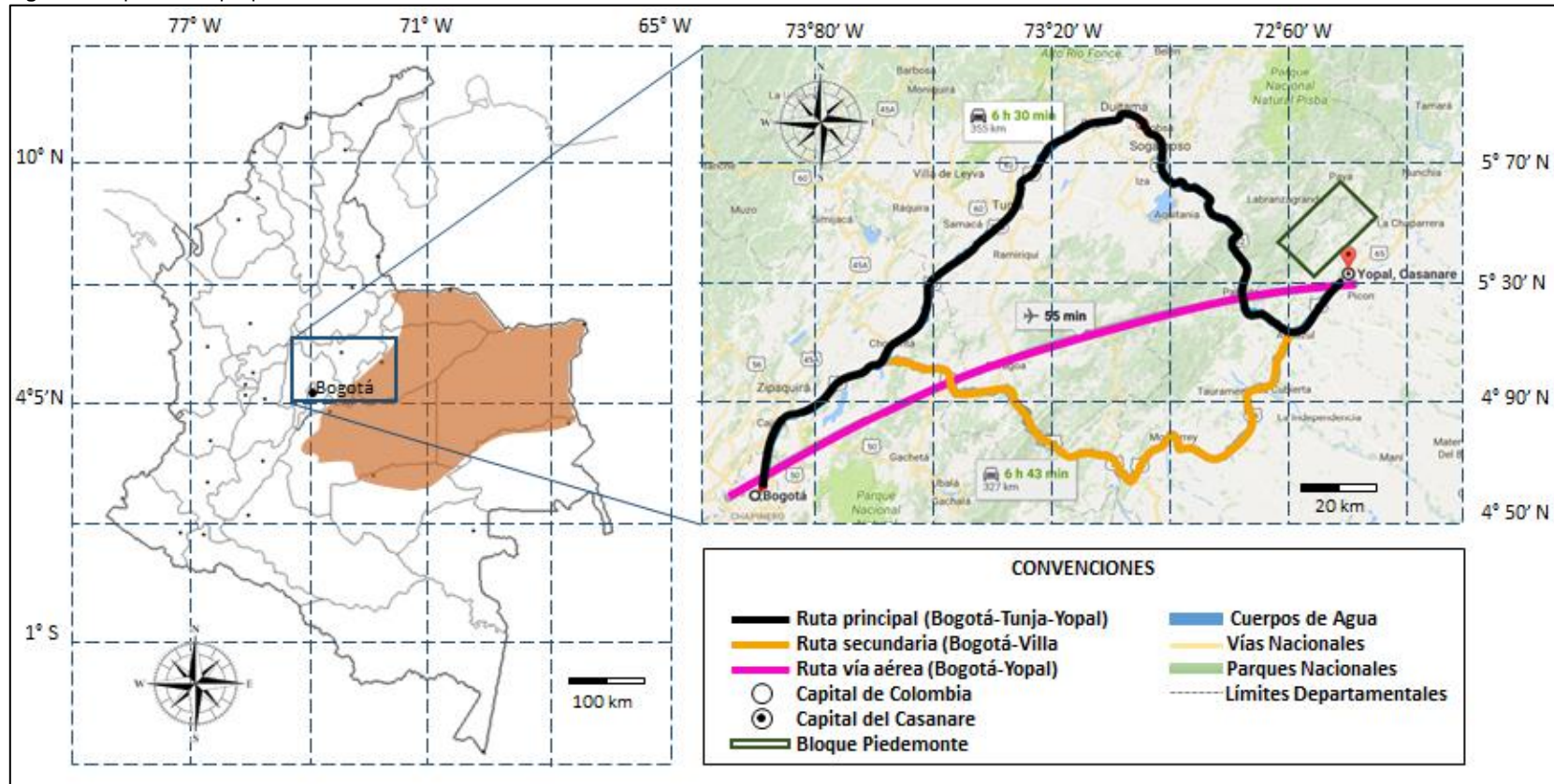
Para acceder al Bloque Piedemonte se puede por medio terrestre, partiendo de la ciudad de Bogotá D.C (Calle 100 con Autopista), donde se debe tomar la Autopista Norte para salir de la ciudad por el norte, luego tomar la vía 55 hacia el noreste para llegar al municipio de Duitama, pasando por Chia, Tocancipá, Villapinzón y Tunja. Tras recorrer 195km aproximadamente, se debe desviar y tomar la Ruta 66 hacia el sureste en dirección al municipio Aguazul, atravesando Sogamoso y Pajarito, en un recorrido de 139km. Luego se realiza un desvío en dirección noreste para tomar la vía 65 con destino a la ciudad de Yopal, y por último se conduce 12.5km al noroeste hacia el corregimiento el Morro que da la entrada al Bloque Piedemonte. Hay otra alternativa para llegar por vía terrestre la cual es por los Llanos Orientales, partiendo del mismo punto se toma la Carrera 30 o NQS hacia el sur, luego se toma la Avenida Boyacá, para salir de la ciudad por el sur. En seguida se toma la vía 40 hacia el sureste con dirección a la ciudad de Villavicencio en un recorrido de 80km. Posteriormente se realiza un desvío hacia el noreste buscando la vía 65 que conduce al municipio de Aguazul, camino de 256km que pasa por Cumaral, Monterrey y Tauramena. Cuando se llega a Aguazul se realiza el mismo trayecto descrito previamente para llegar al Bloque Piedemonte.

---

<sup>4</sup> EL TIEMPO. Floreña empieza a producir petróleo: Colombia empezó a incrementar su oferta de petróleo. Entro en la etapa de producción de crudo el campo Floreña. En su fase de producción temprana se le están sacando cinco mil barriles por día y en los próximos diez días cuando entre en plena producción se le extraerán 10.000 barriles por día. En: El Tiempo [en línea]. (21 de junio de 2001). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-483565>> [citado en 11 de febrero de 2017]



Figura 1. Mapa del Bloque piedemonte.



**FUENTE:** Mapa de Colombia con capitales departamentales. [En línea]. [Citado el 14 de marzo del 2017]: Disponible en: <<http://www.todacolombia.com/geografia-colombia/mapas-de-colombia/mapapoliticoconcapitales.gif>>, ruta Bogotá, Colombia – El Morro, Yopal, Casanare, Colombia. [En línea]. [Citado el 14 de marzo del 2017]: Disponible en: <<https://www.google.es/maps/dir/Bogot%C3%A1,+Colombia/El+Morro+-+Casanare,+Colombia/@4.965034,-73.834456,9z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!2m2!1d-74.072092!2d4.7109886!1m5!1m1!1s0x8e6b09bd523ec0af:0xf7b78164ba4d8dea!2m2!1d-72.44995!2d5.43334>>. Modificado por los autores

Por vía aérea se puede tomar un vuelo desde el aeropuerto Internacional el Dorado hasta el aeropuerto El Alcaraván de Yopal (duración aproximada de una hora), y luego por transporte terrestre tomar la vía que conduce el corregimiento El Morro.

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

En esta sección, se presenta la estratigrafía del Bloque de Piedemonte; la descripción se hace solo aquellas unidades geológicas que, de una u otra manera, tienen relación con el sistema petrolífero de la cuenca de los Llanos Orientales y por tanto del Bloque Piedemonte

**1.3.1 Columna estratigráfica.** La **Figura 2.** muestra la columna estratigráfica generalizada asociada al Bloque Piedemonte, con unidades geológicas que van desde la Formación Une hasta la Formación Guayabo.

**1.3.2 Geología del petróleo.** La descripción que se presenta a continuación se hace con base en los parámetros principales que intervienen en la geología del petróleo representada en la **Figura 2.**

**1.3.2.1 Formación Gachetá.** Se le asigna una edad Albiense - Coniaciense del Cretácico. Esta formación está constituida por una secuencia de lutitas de color grisáceo, en menor proporción areniscas, con contenido variable de glauconita, las cuales son las principales rocas generadoras de la cuenca y por tanto del Bloque Piedemonte; estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, con rangos de TOC entre 1% y 3%, índice de reflectancia de vitrinita (%Ro) de 0.82% a 1.2% y un nivel de madurez orgánica (LOM) de 12. Su espesor efectivo de 164 a 328 pies<sup>5</sup>. El ambiente de depositación es marino continental [6]. Esta formación se encuentra en contacto con la formación Une que la infrayace y la formación Guadalupe que la suprayace, ambas de una forma concordante.

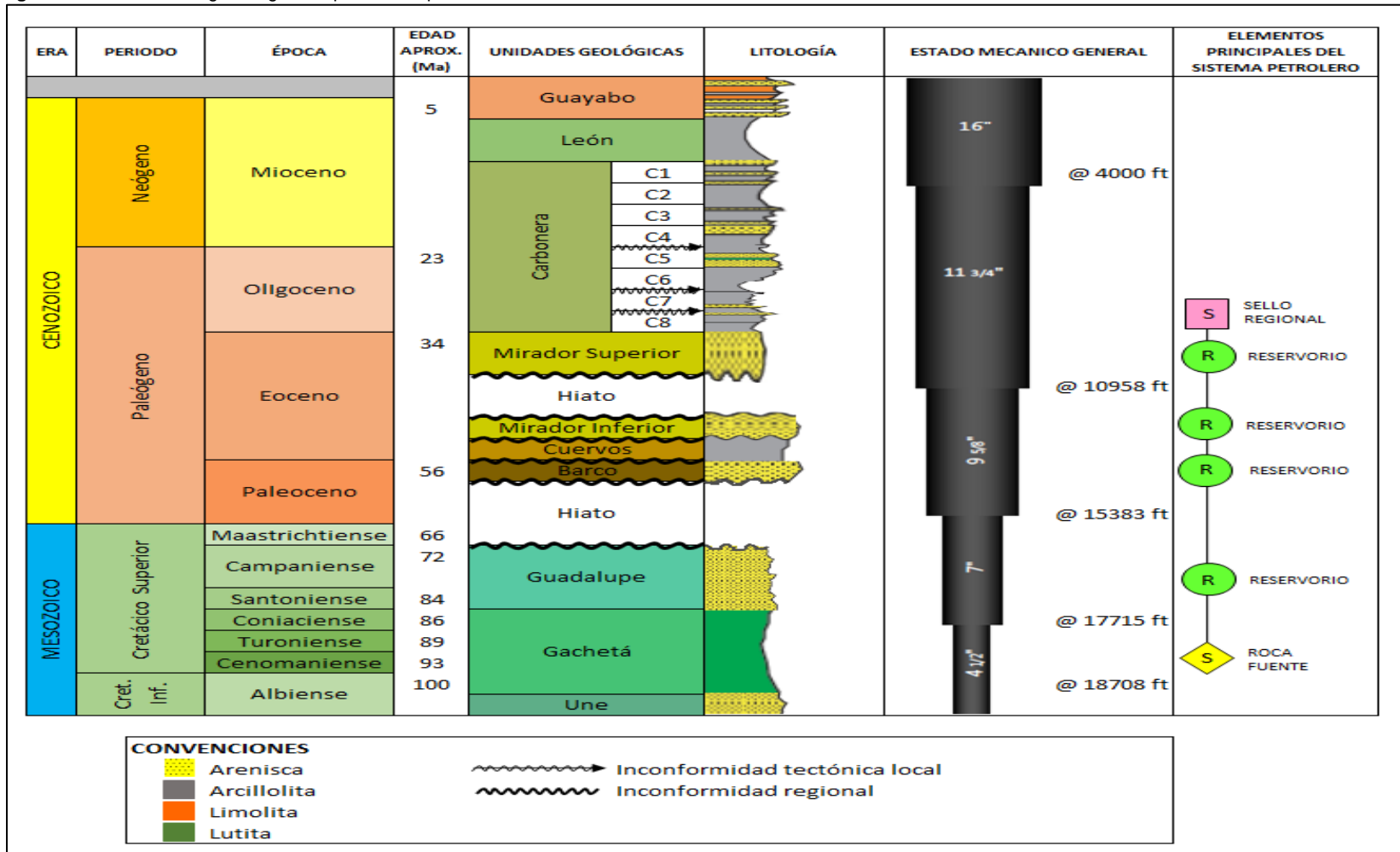
**1.3.2.2 Formación Guadalupe, Barco y Mirador.** La Formación Guadalupe (Santanoniense - Campaniense del Cretácico), Formación Barco (Thanetiense del Paleógeno) y Formación Mirador (Ypresiense – Priaboniense del Paleógeno), actúan como reservorio, ya que en general se caracterizan por contener areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas; las propiedades petrofísicas se muestran en la **Tabla 1.** Las formaciones fueron depositadas en un ambiente marino continental y de canales fluviales<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> LINARES, Roberto, et al. New insights into The Piedemonte license triangle zone in the foothills-Colombia. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Bogotá D.C. Colombia. 2009. Modificado por los autores (10: julio: Cartagena). Bogotá D.C. 2009.

<sup>6</sup> Ibid., p.4

Figura 2. Columna estratigráfica general para el Bloque Piedemonte.



FUENTE: LINARES, Roberto, et al. New insights into The Piedemonte license triangle zone in the foothills- Colombia. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Bogotá D.C. Colombia. 2009. Modificado por los autores (10: julio: Cartagena). Bogotá D.C. 2009.

Como se ve en la **Figura 2.**; la Formación Guadalupe, es la principal roca reservorio del campo Pauto y se encuentra en contacto concordante con la formación Gachetá que la infrayace; mientras que la Formación Barco y Mirador actúan como las principales rocas reservorios del campo Floreña y presentan contactos discordantes con la formación que las infrayace.

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas de las formaciones reservorio.

FORMACIÓN	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor neto petrolífero (ft)
Guadalupe	7,5	<10	133
Barco	5,4	<10	121
Mirador	4,8	1-10	72

**FUENTE:** RODRÍGUEZ C. Laura F. Evaluación técnica y financiera de las mallas piramidales de los equipos primarios de control de sólidos de los campos floreña y pauto, en el piedemonte llanero. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2010. 34 p.

**1.3.2.3 Formación Carbonera.** Se le asigna una edad del Oligoceno del Paleógeno a Mioceno del Neógeno, está compuesta principalmente por intercalaciones de areniscas, arcillolitas, lutitas y limolitas, con un espesor de 400ft. Su ambiente de depositación es marino continental. Se reconocen como la roca sello a las arcillolitas de las unidades pares de la Formación Carbonera, para la cual, la unidad operacional C8 es el principal sello en el Bloque Piedemonte. La formación Carbonera la infrayace la formación Mirador y suprayace la formación León ambas con contactos concordantes.

**1.3.2.4 Migración.** Se registran dos pulsos de migración principales a lo largo de la cuenca de los Llanos Orientales: la primera durante el Eoceno-Oligoceno tardío y la segunda comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad<sup>7</sup>.

- El primero se presentó cuando el hidrocarburo que se generó en la Formación Gachetá (Formación Luna) migró desde la zona central de la Cuenca del Cocuy dirigiéndose al este hasta la Cuenca de los Llanos Orientales.
- El segundo, se registró cuando el hidrocarburo originado en las lutitas cretáceas comenzó a migrar desde la zona central de la Cordillera Oriental, hacia el este dirigiéndose a la ubicación del Bloque Piedemonte.

**1.3.2.5 Entrampamiento.** La cuenca de los Llanos Orientales ha estado asociada a las etapas de la evolución tectónica de la cordillera Oriental; la última etapa involucra la inversión de la cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano, dando lugar a las trampas estructurales de tipo anticlinal formadas en el Bloque Piedemonte; pueden dividirse entre dos grupos: el primero incluye las estructuras del Morro y Floreña, que se caracterizan por ser anticlinales simétricos, con fallas inversas de bajo ángulo y pliegues formados por flexión de fallas; el segundo, incluye las estructuras de Pauto y Volcanera, que se caracterizan por pliegues

<sup>7</sup> Ibid., p. 3.

elongados en la parte posterior y más cerrados en la parte frontal por fallas de empuje con direcciones de deslizamiento opuestas<sup>8</sup>.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE DE PIEDEMONTE

La historia de producción del Bloque Piedemonte data del año 2001 cuando se inició la comercialización de crudo con 5.000BPD [4]. El fluido producido en los campos Floreña y Pauto, se caracteriza por ser un hidrocarburo liviano de 42°API a 46°API proveniente de las formaciones Guadalupe y Barco<sup>9</sup>.

**1.4.1 Método de producción.** Desde el inicio de su producción (año 2001) hasta mayo de 2017, la producción del Bloque de Piedemonte es por flujo natural, donde el mecanismo de empuje es gas en solución, además se utiliza la inyección de gas con el fin de mantener la presión del yacimiento.

**1.4.2 Tiempo de producción.** Los campos del Bloque Piedemonte Floreña y Pauto han sido producidos comercialmente desde el año 2001, por lo que al 2017, los campos llevan 16 años de producción.

**1.4.3 Número de pozos.** Para el año 2017 el Bloque Piedemonte cuenta con 15 pozos activos, de los cuales, cinco pozos son del campo Floreña, uno de los cuales es inyector de gas y los cuatro restantes son productores de crudo de la Formación Mirador y Barco; el campo Pauto posee diez pozos activos uno de los cuales es inyector de gas y los pozos restantes son productores de crudo de la formación Guadalupe.

**1.4.5 Producción acumulada.** La **Gráfica 1.** presenta la producción acumulada de petróleo y gas de los campos objeto de estudio desde el año 2004 hasta el año 2016. A marzo de 2017, los campos tienen una producción acumulada de 92'834.345 barriles de crudo y 478 GPC de gas.

La producción acumulada tanto de crudo como de gas de los campos de Pauto y Floreña ha tenido un continuo crecimiento durante su periodo de producción, ya que se mantiene la presión de reservorio constante mediante la inyección de gas (cerca del 50% de gas producido es reinyectado).

Con la realización del proyecto Piedemonte etapa dos en el año 2012, que incluyó la perforación de 11 pozos nuevos, y la ampliación de las facilidades para

---

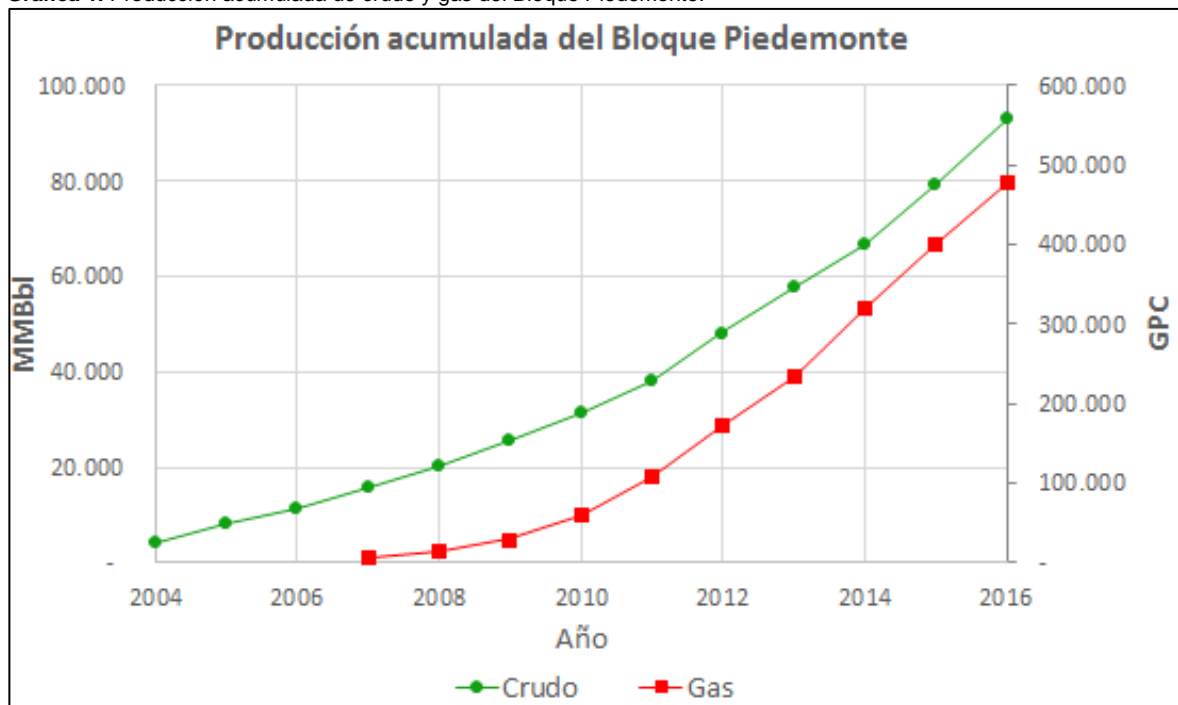
<sup>8</sup> Ibid., p. 4.

<sup>9</sup> ELTIEMPO. Hallado el mejor crudo del mundo: Si el de Cusiana se ha cotizado como uno de los mejores crudos del mercado, el petróleo que se acaba de hallar en los nuevos campos de Floreña y Pauto (en el piedemonte llanero) es muy superior a todos los existentes en el mundo. En: El Tiempo [en línea]. (25 de octubre de 1995). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-434612>> [citado en 28 de febrero de 2017]

procesamiento e inyección de gas, se logró un máximo registró de producción de 41.488 barriles de petróleo por día (bpd) en junio del año 2015<sup>10</sup>.

Las tablas de la construcción de la gráfica de producción acumulada pueden ser observadas en el **Anexo A**, donde también se puede ver la producción acumulada por campo.

**Gráfica 1.** Producción acumulada de crudo y gas del Bloque Piedemonte.



**Fuente:** Agencia nacional de Hidrocarburos (ANH). PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DIA CALENDARIO - BPDC). [En línea]. [Citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: [www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx](http://www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx). Modificado por los autores.

<sup>10</sup> ECOPETROL. Los campos Pauto y Floreña alcanzaron récord de producción de 41 mil barriles de crudo [en línea]. <[http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/los-campos-pauto-y-floreña-alcanzaron-record-de-produccion-de-41-mil-barriles-de-crudo!/ut/p/z0/vZAxT8MwEIX\\_Ch0yWnbSJFLH0KEoUGVgCV6qq3MtBsfXhxE--tJqMSC1A2m0\\_d0eu\\_eSS1bqT182CNESx7cxC-63K2adLN5eFaPzbLOVVUveVrfr7K8KGUt9e2FySHj7Xp7IDpAfBXWH0i2jgZhoA\\_TCDBGEmdxcMToQYAz4C\\_A5AWjle5EhylwdaMx01Ez5anorRN7YLYOh1kyPHY0h9m300IXUhvyET-jbCePgJHJ7XBI1A8lyo84RAaBfWAcIFEDOLiGoZ95Tw6j9deAX-JdptliUd85PibqjyrdfHBTlv\\_fWYZ3vT8vL09VtVh8AQ4XN2w!/>](http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/los-campos-pauto-y-floreña-alcanzaron-record-de-produccion-de-41-mil-barriles-de-crudo!/ut/p/z0/vZAxT8MwEIX_Ch0yWnbSJFLH0KEoUGVgCV6qq3MtBsfXhxE--tJqMSC1A2m0_d0eu_eSS1bqT182CNESx7cxC-63K2adLN5eFaPzbLOVVUveVrfr7K8KGUt9e2FySHj7Xp7IDpAfBXWH0i2jgZhoA_TCDBGEmdxcMToQYAz4C_A5AWjle5EhylwdaMx01Ez5anorRN7YLYOh1kyPHY0h9m300IXUhvyET-jbCePgJHJ7XBI1A8lyo84RAaBfWAcIFEDOLiGoZ95Tw6j9deAX-JdptliUd85PibqjyrdfHBTlv_fWYZ3vT8vL09VtVh8AQ4XN2w!/)>

## 2. EVAPORACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se presentan los conceptos teóricos básicos para el desarrollo del proyecto de investigación. Se habla de los elementos que influyen en la evaporación, se define y se describen los fluidos de perforación, especialmente los base aceite, e igualmente el fluido de perforación utilizado en el Bloque Piedemonte.

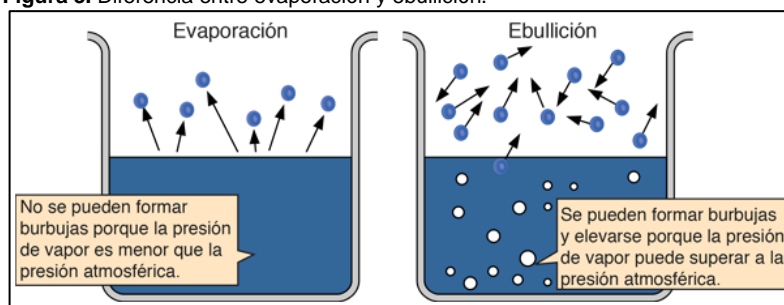
### 2.1 EVAPORACIÓN

Se define la evaporación como un proceso de cambio de fase, de líquido a vapor, en donde las moléculas adquieren la suficiente energía para vencer la tensión superficial, logrando desprenderse al medio en forma de vapor. La energía necesaria para que un gramo de líquido pase al estado gaseoso se denomina calor latente de vaporización ( $L_v$ ).<sup>11</sup>

A diferencia de la ebullición, la evaporación sucede a cualquier temperatura, siendo en mayor proporción cuando la temperatura de la sustancia es más elevada; la ebullición, es un proceso físico, en el cual el líquido pasa a un estado gaseoso cuando la temperatura de la totalidad del líquido iguala al punto de ebullición a una determinada presión; durante el proceso de ebullición la temperatura permanece constante.<sup>12</sup>

La evaporación y la ebullición pueden diferenciarse dependiendo de dónde esté sucediendo el proceso, es decir, la evaporación sucede únicamente en la superficie de la masa líquida mientras que la ebullición afecta toda la masa de la sustancia. Ver **Figura 3**.

**Figura 3.** Diferencia entre evaporación y ebullición.



**FUENTE:** HyperPhysics. Presión de vapor saturado. [En línea]. [Citado 13 de mayo de 2017]. Disponible en: <<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Kinetic/vapre.html>>

<sup>11</sup> EDUCALAB. Evaporación [en línea]. Disponible en: <[http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/3esofisicaquimica/3quincena3/3q3\\_contenidos\\_6c.htm](http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/3esofisicaquimica/3quincena3/3q3_contenidos_6c.htm)> [citado en 07 de marzo de 2017]

<sup>12</sup> BURBANO, Santiago., GRACIA, Carlos. Física general. 32 ed. Madrid: Tébar, S.L. 2003.

La evaporización y la ebullición son dos fenómenos endotérmicos. El caudal del líquido evaporizado se incrementa al aumentar la superficie libre del líquido. Cuando un líquido llena parcialmente un recipiente cerrado, las moléculas que abandonan el estado líquido ocupan el espacio libre hasta saturar el recipiente, produciendo una presión determinada que se denomina presión de vapor. Cada líquido tiene una presión de vapor característica que depende de la temperatura.

Cuando la presión de vapor, que aumenta al incrementar la temperatura, se iguala a la presión del entorno (normalmente la presión atmosférica), se produce la ebullición del líquido.

Todos los líquidos tienen la capacidad de evaporarse, aunque unos lo hacen con mayor facilidad que otros, esto se debe a que poseen moléculas que no tienden a transferirse la energía calórica necesaria para convertirse en vapor, es por esto que el proceso es mucho más lento y considerablemente menos visible<sup>13</sup>.

Los componentes que influyen en la evaporación son<sup>14</sup>:

- Concentración de la sustancia que se evapora en el aire: si este tiene una alta concentración de la sustancia que se evapora, la sustancia se evaporará más despacio.
- Concentración de otras sustancias en el aire: si está saturado con otras sustancias, disminuye su capacidad para evaporar.
- Tasa de flujo de aire: le aire no logra saturarse con la sustancia y por ende la evaporación es más rápida.
- Concentración de otras sustancias en el fluido: si el fluido contiene otras sustancias, tendrá una capacidad inferior para la evaporación.
- Temperatura de la sustancia: a mayor temperatura, la evaporación será más rápida.
- Fuerzas intermoleculares: cuanto mayores son las fuerzas que mantienen las moléculas juntas en el líquido, más energía (calor) será necesaria para evaporarlas.
- Área superficial: una sustancia que tiene un área superficial más grande se evaporará más rápido, ya que hay más moléculas superficiales en contacto con el medio.

**2.1.1 Tipos de evaporación.** Existen tres razones principales por la cual un fluido es evaporado. Primero por el aumento de la temperatura, segundo disminución de la presión y por último la combinación de las dos<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup> CICLO HIDROLÓGICO. La evaporación [en línea]. Disponible en: <<http://www.ciclohidrologico.com/evaporacin>> [citado en 07 de marzo de 2017]

<sup>14</sup> Ibid.

<sup>15</sup> INSTITUO AMERICANO DE PETROLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Texas: API, 2001



**2.1.1.1 Evaporación por aumento de temperatura.** A medida que va aumentando la temperatura, la tensión superficial va disminuyendo, permitiendo que las moléculas pasen de estado líquido a vapor con mayor facilidad.

**2.1.1.2 Evaporación por disminución de la presión.** Cuando la presión de vapor del líquido es menor que la presión de vapor del aire o del ambiente, la evaporación va a disminuir.

**2.1.1.3 Evaporación por ambos efectos.** La evaporación tiene lugar a presión reducida, producida normalmente por una bomba de vacío y a temperaturas moderadas.

**2.1.2 Proceso de la evaporación.** Las moléculas de los líquidos se encuentran en continuo movimiento, una vez se agrega energía en forma de calor, las moléculas ascienden a la superficie y aumentan su energía cinética, rompiendo la tensión superficial y atravesando la interface líquido-gas del fluido, de esta manera las moléculas se liberan al medio en forma de vapor. Simultáneamente a la evaporación se desarrolla también el proceso inverso por el cual las moléculas se condensan y vuelven al estado líquido.

La diferencia entre la cantidad de moléculas que abandonan el líquido y la cantidad de moléculas que vuelven a él, marca el carácter global del fenómeno. Si ésta es positiva se produce evaporación, si es negativa, condensación. El calor absorbido por unidad de masa de agua para realizar el cambio de estado se denomina calor latente de evaporación.

**2.1.3 Factores fundamentales de la evaporación.** Los factores que condicionan la tasa de evaporación son, por un lado, los que caracterizan el estado de la atmósfera alrededor de la superficie evaporante, y por el otro, los factores que caracterizan la naturaleza y el estado de esta superficie.

Como una forma de correlación entre la evaporación y otros factores meteorológicos que influyen en ambos medios (agua y aire), Dalton (1802) propone la siguiente formulación<sup>16</sup>:

**Ecuación 1.** Tasa de evaporación.

$$E = K(ps - pv), K = cte.$$

Dónde:

E: Tasa de evaporación (L)

k: constante de evaporación ( $\text{plg}^2 \cdot (\text{gal/lb}) \cdot 3.78541\text{L}$ )

ps: presión de vapor saturado (psi)

<sup>16</sup> UNIDAD 3: Evaporación y Evapotranspiración [en línea]. Disponible en: <<http://users.exa.unicen.edu.ar/~jdiez/files/cstierra/apuntes/unidad3.pdf>> [citado en 16 de marzo de 2017]

pv: presión de vapor (psi)

Expresa la tasa de evaporación en forma directamente proporcional a la diferencia entre la presión de vapor saturado a la temperatura del agua, y la presión de vapor existente en el aire circundante.

La presión de vapor  $p_v$ , y por ende la evaporación  $E$ , depende entonces tanto de la temperatura del agua como del aire. La velocidad y turbulencia del viento ayudan a la renovación de la masa de aire que recibe el vapor, disminuyendo así su presión de vapor. Manteniendo constante los demás factores, la evaporación es inversamente proporcional a la presión atmosférica.

Otros factores que influyen en la evaporación son aquéllos que consideran la naturaleza y forma de la superficie evaporante. Una superficie de agua libre presenta el mínimo de dificultades a la evaporación, cuya magnitud depende de la extensión de la misma.

## 2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación fueron introducidos por primera vez alrededor del año 1913 para controlar la presión del subsuelo mientras se realizaban las operaciones de perforación;<sup>17</sup> el fluido de perforación, es una sustancia líquida (agua, diésel o emulsiones) o gaseosa (aire o gas) cuyas propiedades han sido modificadas por aditivos sólidos y/o líquidos, disueltos y/o suspendidos, para cumplir con ciertas funciones específicas. Es utilizado durante las operaciones de perforación y se bombea desde la superficie hacia el fondo del pozo a través de la sarta y la broca de perforación, con el propósito de remover los cortes generados y llevarlos a la superficie por el espacio anular, y tener un control de las presiones del pozo.

**2.2.1 Funciones del fluido de perforación.** A continuación, se mencionan las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar<sup>18</sup>:

- Remoción de los recortes del pozo: los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la broca, para ello, se hace circular un fluido de perforación dentro en el pozo, el cual arrastra y transporta los recortes hasta superficie, por el espacio entre la formación y la tubería de perforación, denominado espacio anular. La cantidad de recortes removidos dependerá de factores como: tamaño, forma y densidad de los recortes, velocidad anular y propiedades reológicas del fluido de perforación.

---

<sup>17</sup> CULLUM, Daryl, SPEY, Sonny. Fundamentos de los fluidos de perforación. En: Oilfield Review. 25, no 1 (Primavera, 2013); 1p.cxv

<sup>18</sup> INSTITUO AMERICANO DE PETROLEO. Op cit.

- Controlar las presiones de la formación: una de las funciones básicas y primordiales del fluido de perforación es controlar las presiones de las formaciones y cuando se acerca a la formación productora, controlar la presión del yacimiento. El fluido de perforación toma un rol vital como el control primario del pozo y la primera barrera de seguridad para desempeñar las actividades de perforación, reacondicionamientos de pozos y trabajos de servicio a pozo. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.
- Suspender y descargar los recortes: esta función permite la suspensión de los sólidos y recortes cuando no se está circulando fluido de perforación en el pozo, esto quiere decir que el pozo está estático. La propiedad que realiza esta función se denomina tixotropía, es la capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. El fluido debe estar en la capacidad de transportar los recortes y descargarlos cuando este llega a superficie, si los recortes no son retirados, puede causar problemas en los equipos de superficie (bombas, líneas, tanques) y altera las propiedades fisicoquímicas con las que se diseñó el fluido de perforación.
- Obturar las formaciones permeables: los sistemas de fluido de perforación están diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo "reducido", registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, pega de tubería, pérdida de circulación, y daños a la formación. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.
- Mantener la estabilidad de las paredes del pozo: la estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas,

incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

- Minimizar el daño de formación a las formaciones productoras de petróleo: el fluido de perforación tiene que ser diseñado en su etapa final (cuando se perfora la formación productora) con unas características especiales para minimizar el daño a la formación provocado por la obturación de los sólidos o la interacción de la química del fluido con la formación. Cualquier reducción de la porosidad y la permeabilidad perjudicará la etapa de producción.
- Enfriar, lubricar y apoyar a la broca y conjunto de fondo de pozo: las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la sarta de perforación roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo.
- Transmitir la energía hidráulica a la broca y el conjunto de herramientas de fondo de pozo: la energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD).
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación: la evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) analizan información por medio de registros eléctricos que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes. El fluido de perforación tiene que servir como medio adecuado para la lectura de la información, si hay variación de las propiedades químicas y físicas del lodo la evaluación de la formación no sería correcta ni acertada.
- Controlar la corrosión: los componentes de la sarta de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable.

- Facilitar la cementación y el completamiento: el fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento.
- Minimizar el impacto al ambiente: con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales.

**2.2.2 Sistema de circulación del fluido de perforación.** A continuación, se presenta y se describe el ciclo de circulación del fluido de perforación. (ver **Figura 4.**)

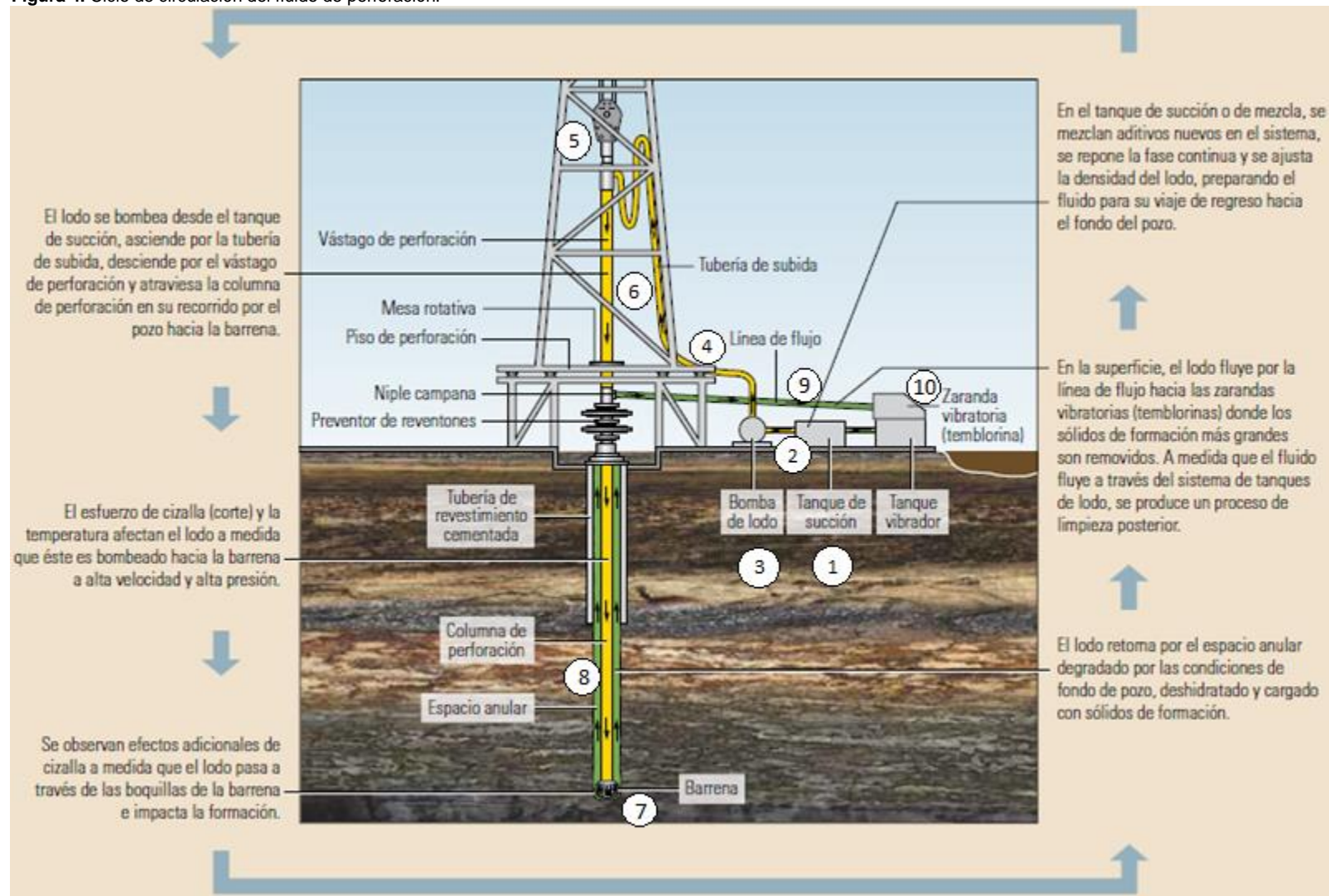
El fluido de perforación es preparado en los tanques de reserva, y estos tanques tienen secciones las cuales están comunicados con los otros tanques de almacenamiento y circulación en superficie. Por lo general en superficie se tienen tanques de retorno, intermedios, píldoras, succión y reserva, lo cual no indica que todos estén activos al mismo tiempo durante la perforación.

Como se muestra en la **Figura 4.**, el fluido es tomado del tanque de succión (1) y es conectado por medio de una línea de succión (2) hacia las bombas (3) las cuales pueden ser dúplex o triplex. Luego de ser bombeado, sube por el tubo vertical (4) (standpipe) y es trasladado a la unión giratoria (5) (swivel) por medio de la manguera de perforación. A partir de ahí, el fluido viaja por la tubería de perforación (6) empezando por la Kelly o el Top Drive, siguiendo por el drill pipe, heavy weight drill pipe, drill collar hasta llegar a la broca (7) de perforación, la cual tiene unos jets por donde sale el fluido a alta presión.

Posteriormente, el fluido retorna por el espacio anular (8), arrastrando los recortes generados por la trituración de la broca, hasta llegar a superficie. Luego, se dirige por la línea de retorno (9) (flowline) hasta el área de control de sólidos (10), donde son retirados los recortes de la perforación. Finalmente, el fluido circula por los tanques de superficie para retornar al pozo.

**2.2.3 Clasificación.** Los fluidos de perforación se clasifican en: base agua, base aceite y los fluidos espumosos. Ya que el proyecto de grado maneja fluido base aceite, este se explicará en mayor detalle.

Figura 4. Ciclo de circulación del fluido de perforación.



FUENTE: CULLUM, Daryl, et al. Fundamentos de los fluidos de perforación. En: Oilfield Review, Abril – mayo 2003. vol 25, no 1, p. 67-6

**2.2.3.1 Fluido de perforación base agua.** Se denomina fluido de perforación base agua a aquel fluido donde la fase líquida continua es una salmuera o agua dulce. Es el tipo de fluido más usado en las actividades de perforación a nivel mundial y en Colombia casi todas las compañías utilizan este tipo de fluido debido al bajo costo y su gran eficiencia en algunas zonas geológicas. Según la naturaleza de los aditivos utilizados, algunos fluidos de perforación base agua pueden contener gotas de aceite en suspensión.

Los fluidos de perforación base agua se clasifican de la siguiente manera<sup>19</sup>:

**2.2.3.2 Fluidos dispersos.** Su principal característica es que contiene adelgazantes químicos. Pueden ser:

- Fluidos dispersos no inhibidos.
- Fluidos dispersos inhibidos.

**2.2.3.3 Fluidos no dispersos.** En este caso, no contiene adelgazantes químicos y las arcillas agregadas o incorporadas encuentran su propia condición de equilibrio de una forma natural. Pueden ser:

- Fluidos no dispersos no inhibidos.
- Fluidos no dispersos inhibidos.

**2.2.3.4 Fluidos de perforación base aceite.** Los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua, es un aceite, como el diésel o aceite mineral. Pueden ser de tipo emulsión inversa o cien por ciento aceite.

**Tabla 2.** Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base aceite.

<b>Fluido de perforación base aceite</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilidad e inhibición de las lutitas.</li> <li>• Estabilidad térmica.</li> <li>• Lubricidad.</li> <li>• Resistencia a la contaminación química.</li> <li>• Tolerancia a los sólidos.</li> <li>• Menor daño a la formación.</li> <li>• Menor tendencia al atascamiento de tubería.</li> <li>• Perforación con menor densidad de fluido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevado costo inicial por barril.</li> <li>• Se requiere corte mecánico.</li> <li>• Menor detección de influjos no previstos de fluidos.</li> <li>• Se requiere mayor control de la contaminación.</li> <li>• Elevado costo relacionado con pérdida de circulación.</li> <li>• Problemas de eliminación.</li> <li>• El personal requiere de cuidado especial para la piel.</li> <li>• Vapores peligrosos.</li> </ul>

<sup>19</sup> ÁLVAREZ, Milton, PICADO, Ana. Química 1: Introducción al estudio de la materia. San José, Costa Rica: EUNED. 2008. p 30-31

Tabla 2. (Continuación).

Fluido de perforación base aceite	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Re utilización del fluido.</li> <li>• Elevada tasa de perforación.</li> <li>• Menor corrosión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgo de incendio.</li> <li>• Se requieren herramientas de registro especiales.</li> </ul>

Los fluidos de perforación base aceite pueden clasificarse en:

- **Fluidos 100% aceite:** los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua es solamente aceite y son utilizados principalmente para tomar núcleos y perforar formaciones lutíticas sensibles al agua. Además, es usado cuando se tienen que perforar zonas geológicas que están conformadas por formaciones salinas.
- **Emulsión inversa:** es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. El agua no se disuelve o mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio emulsificantes y agentes adecuados.

Este tipo de fluido es utilizado en los campos que son operados por Equion Energía en el Bloque Piedemonte, y por ende es el tipo de fluido de que será evaluado en las pruebas de laboratorio. Estas emulsiones trabajan con una relación aceite/agua que varía por lo general entre el 70:30 y 90:10, dependiendo de la densidad requerida. Este tipo de emulsiones son utilizadas para:

- Perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada.
- Prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión.
- Perforar huecos con alto gradiente de temperatura.
- Perforar huecos direccionales.
- Perforar formaciones de gases ácidos.
- Perforar formaciones de anhidrita o de yeso.
- Prevenir atascamiento de tubería.
- Minimizar problemas de torque y arrastre.

**2.2.3.5 Fluidos de perforación neumáticos.** Es un término general que abarca cuatro sistemas distintos pero relacionados con el uso de volumen de aire o gas. Los cuatro sistemas son: aire seco, niebla, espuma y lodo aireado; y los beneficios que trae utilizar un fluido neumático son la disminución en el daño de la formación y por consiguiente una mejor producción del pozo perforado.



Debido a la capacidad de lograr una densidad más baja que la del aceite, además de mayores velocidades de perforación, una vida útil más larga de la broca, menores requisitos de productos químicos, y la expansión de la perforación con desbalance de presión, los sistemas a base de aire tienen claras ventajas económicas en comparación con los sistemas líquidos.

Por otro lado, las aplicaciones viables para cualquiera de los sistemas a base de aire están sometidas a ciertas restricciones y reservadas principalmente a los pozos de desarrollo en zonas maduras donde se conoce y se puede predecir la geología. Como el aire, la niebla, la espuma y el lodo aireado no generan la presión de fondo requerida para perforar sin problemas las formaciones presurizadas, las consideraciones de control de pozo hacen que los sistemas a base de aire no sean adecuados para algunas situaciones. Además, la mayoría de los sistemas a base de aire permiten la entrada de los fluidos de formación que serán encontrados en la mayoría de los pozos, causando preocupaciones en lo que se refiere al control del pozo, el manejo de los fluidos y el riesgo de incendios en el fondo. Debido a la estabilidad del pozo, las variaciones de los sistemas de perforación con aire generalmente no son aplicables en zonas donde las formaciones débiles o fracturadas causan derrumbes o desprendimientos en el pozo. Por lo tanto, estas técnicas se usan más frecuentemente en formaciones duras, secas y competentes<sup>20</sup>.

Dentro de los fluidos de perforación neumáticos existen cuatro sistemas:

- Perforación con aire.
- Perforación niebla.
- Perforación con espuma.
- Perforación con lodo aireado.

**2.2.4 Propiedades fisicoquímicas.** Para cuantificar y determinar el efecto de la evaporación es necesario realizar pruebas físicas y químicas del fluido de perforación. A continuación, se muestran las propiedades y los equipos con los cuales se determinan sus resultados.

**2.2.4.1 Propiedades físicas.** Las propiedades físicas son aquellas que se observan en la sustancia son que se provoque un cambio en su composición química<sup>21</sup>.

- **Densidad:** propiedad que permite la relación entre la cantidad de masa y el volumen que ocupa en el espacio de una sustancia. Con esta magnitud se puede determinar la gravedad específica y es uno de los factores que controla la presión hidrostática ejercida por una columna de fluido. Para la medición de esta propiedad se utiliza la balanza de lodo ya sea despresurizado (**Figura 5.**)

---

<sup>20</sup> INSTITUTO AMERICANO DE PETROLEO. Op cit.

<sup>21</sup> ÁLVAREZ, Milton, PICADO, Ana. Op cit., p 30

o presurizado, dando como resultado la densidad en unidades libras por galón (lb/gal) o gravedad específica.

**Figura 5.** Balanza de lodo.



**FUENTE:** Thiessen. Balanza de lodos. [En línea]. [Citado el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://thiessenperu.com/productos/perforacion/productos-de-laboratorio-fan/nuestros-productos/balanza-de-lodos/>>

- **Viscosidad API:** esta propiedad es una medida que indica la resistencia a la deformación debido a los esfuerzos cortantes o tensiones de atracción entre las moléculas de una sustancia<sup>22</sup>. Es determinada con un embudo Marsh (**Figura 6.**), y sirve para conocer la fluidez de un fluido con referencia al agua [18]. Su uso indica las tendencias en las condiciones del lodo y es medida en unidades segundos por cuarto de galón (seg/qt).

**Figura 6.** Viscosímetro de embudo de Marsh.



**FUENTE:** Testmak. Viscosímetro de Embudo Marsh. [En línea]. [Citado el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://www.testmak.com/es/visc%C3%B3metro-de-embudo-marsh>>

<sup>22</sup> CENGEL, Y, CIMBALA, J. Mecánica de fluidos, Fundamentos y Aplicaciones. México D.F., México: Mc Graw Hill, 2012.

- **Viscosidad plástica (PV):** es la propiedad que resulta de la fricción mecánica entre los sólidos y líquidos<sup>23</sup>, cuando sufren un esfuerzo cortante o una velocidad de corte. El valor se da en centipoise (cP) y es medido en un Viscosímetro de lectura directa o un Viscosímetro Digital, ver **Figura 7.**, en el cual realiza la diferencia entre el valor leído a 600 RPM y 300 RPM. El valor medido va depender de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido.
- **Punto cedente (YP):** es la medida de la fuerza de atracción entre las moléculas, cuando el fluido se mantiene en condiciones de movimiento o dinámicas. El punto cedente se refiere a la fuerza que ayuda a mantener las propiedades reológicas del fluido cuando se encuentra en flujo, indicando la capacidad de arrastre del lodo. Es determinada por medio del Viscosímetro de lectura directa en unidades de libras por cada 100 pies cuadrados (lb/100ft<sup>2</sup>) y es la diferencia entre la lectura medida a 300RPM y la viscosidad plástica (PV). Se incrementa directamente por la adición de viscosificantes.
- **Resistencia o fuerza de gel:** esta propiedad es la medida de la atracción física de las partículas en un fluido cuando las condiciones son estáticas. A su vez dicta los resultados de la capacidad de suspensión del líquido y los sólidos que recoge durante la circulación [18]. La medición se realiza con el Viscosímetro de Lectura Directa y se acostumbra por norma API tomar la fuerza de los geles a los 10 segundos, 10 minutos y en algunas ocasiones a los 30 minutos. Se aplica rotación al fluido a 600 RPM y luego se deja reposar durante el tiempo que requiera la prueba (10 seg, 10min y 30min), posteriormente se ajusta el viscosímetro a 3RPM y se toma el valor más alto que sea registrado. Las unidades serán iguales al punto cedente (YP), quiere decir libras por cada 100 pies cuadrados (lb/100ft<sup>2</sup>). Su valor dependerá de los tipos de aditivos que sean agregados en el fluido de perforación.
- **Filtrado:** indica la cantidad de líquido que atraviesa el revoque y que se filtra en la formación permeable y porosa, a condiciones de fondo (Presión y Temperatura). Su medición se realiza dependiendo del fluido de perforación que se esté utilizando a condiciones estáticas. Para un fluido base agua se utiliza el equipo Filtroprensa API (ver **Figura 8.**) donde las condiciones son a baja presión y baja temperatura, durante un tiempo de 30 minutos, el resultado será medido en la cantidad de centímetros cúbicos (cc) que ingresa a la formación y además se conocerá el espesor de la torta o cake, expresado en milímetros (mm). Para un fluido base aceite se utilizará un equipo llamado HPHT cuyo significado es, HP (alta presión) y HT (alta temperatura), en el cual se trabaja por norma API a un diferencial de presión de 500psi y una

---

<sup>23</sup> PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A.. Manuel de Fluidos de Perforación. Maracaibo. Venezuela: PDVSA, 2002.

temperatura de 250°F. Cuando se comparan los resultados de la Filtroprensa API y la prueba HPHT, se evidencia que el fluido base aceite tiene una menor filtración con respecto al fluido base agua.

**Figura 7.** Viscosímetro de lectura directa y de lectura digital.



**FUENTE:** DirectINDUSTRY. Reómetro Rotativo / automático / viscosímetro NRC-132. [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://www.directindustry.es/prod/rigchina-group-company/product-39431-1088965.html>>

**Figura 8.** Filtro prensa API baja presión.



**FUENTE:** DirectINDUSTRY. Filtro prensa API Baja presión, Temperatura baja (LPLT). [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://trends.directindustry.es/rigchina-group-company/project-39431-126605.html>>

- **Porcentaje de arena:** la arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. Para la determinación del porcentaje de arena se utilizan tres elementos: un Tamiz de malla 200, un embudo y un tubo zanahoria<sup>24</sup>. El procedimiento consiste en verter el fluido en el tamiz para filtrar las arenas y luego ver su porcentaje en el tubo zanahoria. El conocimiento de esta propiedad indica el tratamiento que se debe realizar en superficie al fluido de perforación para evitar daños en las bombas y filtración de las arenas en fondo de pozo.
- **Porcentaje de sólidos:** esta prueba nos dicta como resultado en porcentaje de volumen, el espacio que ocupa los líquidos y los sólidos en el fluido de perforación. Para la determinación de esta prueba se utiliza un equipo denominado la retorta, ver **Figura 9**. Existen diferentes tipos de retortas que están determinadas por su capacidad de volumen, generalmente son de 10cc, 25cc y 50cc, la principal diferencia es que, a mayor cantidad de volumen ingresado a la retorta, mayor va ser la exactitud de la prueba y la muestra va ser más representativa. La retorta es un equipo compuesto por un horno, un condensador, un contenedor de lodo, una probeta (10mL, 25mL o 50mL) y unos accesorios para su aplicación y limpieza. El funcionamiento de este equipo es sencillo, ya que se basa en la evaporación de todo el fluido y en la retención de los sólidos en una esponjilla de hierro, mostrando su resultado en porcentaje de volumen en una probeta.

**Figura 9.** Equipo de la retorta.



**FUENTE:** RIGCHINA. Kit petróleo y agua retorta 50ml, Modelo RROW-50. [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en:  
 <<http://www.rigchina.com/product/productlist.aspx?lxid=3&lg=xby&id=147>>

<sup>24</sup> Baker Hughes INTEQ. Fluidos, Manual de Ingeniería, Houston: 1998

- **pH:** la prueba de pH se puede realizar por medio de dos métodos, el método Colorimétrico (cintas de pH) y el método Electrométrico (electrodo). Mediante la prueba se indica si el fluido es básico o ácido. La importancia radica en que algunos aditivos agregados al lodo de perforación son activados dependiendo de la acidez o la base del lodo.

**2.2.4.2 Propiedades químicas.** Las propiedades químicas son aquellas que solo pueden ser observadas mediante la alteración de la composición química de la sustancia<sup>25</sup>.

- **Estabilidad eléctrica:** esta propiedad es de gran importancia, es un indicativo que determina que tan bien se encuentra emulsionado el sistema, que tan estable está el agua en el aceite e indica la tendencia que tiene el fluido de perforación si va ser una emulsión fuerte o por el contrario, una emulsión débil. Para calcular la estabilidad eléctrica se mide con un probador de estabilidad como el FANN modelo 23-D (Ver **Anexo B**, Medidor de estabilidad eléctrica). Se aplican 250 voltios /minuto a través del electrodo sumergido en el fluido hasta que la luz roja del probador se encienda, lo cual indica el pase de corriente a través de las gotas de agua. El voltaje se registrará como estabilidad eléctrica. Cuanto más pequeñas sean las gotas y mayor sea el grado emulsificación, mayor será el voltaje requerido para poder establecer un flujo de corriente y, por consiguiente, mayor estabilidad. La estabilidad eléctrica puede ser afectada por diversos factores, como la temperatura del fluido y la condición de los electrodos, entre otros.
- **Dureza:** es calculada la cantidad de sales de calcio y magnesio disuelto en el agua o en el filtrado del lodo<sup>26</sup>. El calcio por lo general tiene dos usos en lodos base aceite, primero, proveer un pH alcalino en la fase de agua, en caso de un influjo de gas ácido y segundo, facilita la acción de emulsificantes.
- **Cloruros:** es la cantidad de iones cloruros presentes en el fluido o determinados en el filtrado de lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido<sup>27</sup>. De esta prueba se puede determinar la habilidad del lodo para inhibir hinchamiento de la arcilla en la formación. El resultado es expresado en gramos por litro o parte por millón (ppm).
- **Alcalinidad:** se define como la concentración de iones solubles en la sustancia que pueden neutralizar los contenidos ácidos presentes. Se puede estimar la concentración de iones OH<sup>-</sup>, CO<sub>3</sub> y HCO<sub>3</sub>, presentes en el fluido<sup>28</sup>.

---

<sup>25</sup> ÁLVAREZ, Milton, PICADO, Ana. Op cit., p 13

<sup>26</sup> PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Op cit.

<sup>27</sup> Ibid.

<sup>28</sup> Ibid.

- **Prueba de azul de metileno:** es una medida de la concentración total de bentonita o sólidos arcillosos que son reactivos, indicando que tan bien el lodo está inhibiendo a la formación de dispersarse dentro del sistema. Su resultado da en unidades libras por barril (lb/bbl). Esta prueba se realiza solo en fluidos de perforación base agua.

### 2.3 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

A continuación, se describe y se presenta la composición (ver **Tabla 3.**) del fluido de perforación usado en el Piedemonte, el cual será aplicado en las pruebas de laboratorio. Este fluido es usado para la última sección de 6" del pozo, es decir, se perfora las formaciones productoras con el fluido que va ser descrito a continuación. Para este estudio se tomaron dos bases diferentes para la preparación del fluido de perforación, los aditivos son los mismos, aunque las concentraciones de los aditivos varían según las relaciones agua/aceite y la base del fluido.

La base Cotu del fluido de perforación, es un diésel refinado en Cusiana, de coloración amarillenta y con una gravedad específica de 0.82; la base Coesgen, es un diésel de gravedad específica igual a 0.85, el cual es refinado por Hidrocasanare, y presenta una coloración azulosa.

**Tabla 3.** Descripción del fluido de perforación utilizado en las pruebas de laboratorio.

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN
Diésel Cotu Diésel Coesgen	Fase Continua	Es la base principal de la emulsión inversa.
Agua	Fase dispersa	Facilita la solubilidad del cloruro de calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el fluido y la formación
Carbo-Mul HT	Emulsificante catiónico	Proporciona estabilidad eléctrica a la emulsión y es el aceite primario más húmedo.
CaCl <sub>2</sub> (95%)	Cloruro de Calcio	Las sales inorgánicas tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua
Cal	Calcio	Tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante o ser el activador de esta. Como función secundaria actuar como secuestrador de gases agrios (H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> ).

**Tabla 3.** (Continuación)

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN
<b>Check Flow</b>	Co-polímero Estireno-Butadieno.	Es un aditivo usado para el control del filtrado y además es un agente que estabiliza las propiedades reológicas del fluido.
<b>Carbo-Gel II</b>	Arcilla organofílica	Hectorita organofílica económica, aditivo procesado en seco, bentonita arcillosa usada para dar viscosidad en un sistema de emulsión inversa.
<b>Carbo-Gel</b>	Arcilla organofílica	Hectorita usada como un aditivo viscosificante y agente de suspensión en un sistema de fluido aceite o sintético.
<b>CaCO3 M200</b>	Carbonato de Calcio de diferentes granulometrías.	Densifica el fluido, además es un aditivo que brinda puenteo a la formación.

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

Este fluido de perforación está diseñado para perforar la última sección del pozo en un intervalo de profundidad de 14.000ft a 20.000ft donde se encuentran las zonas productoras de petróleo, en este caso, la Formación Barco, Mirador y Guadalupe. Sus propiedades mostradas en la **Tabla 4.** proveen una disminución al daño de la formación y soporta temperaturas en fondo que pueden llegar hasta los 250°F aproximadamente, sin embargo, se registran temperaturas en fondo que oscilan en promedio 210°F en los pozos del Piedemonte.

**Tabla 4.** Valores de las propiedades del fluido de perforación utilizado por Equion Energía en el Bloque Piedemonte.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
<b>Densidad</b>	lb/gal	8.3 -9.5
<b>Viscosidad plástica</b>	cP	<30
<b>Punto cedente</b>	lbf/100ft <sup>2</sup>	15-25
<b>Fuerza del gel</b>	lbf/100ft <sup>2</sup>	>10/>15/>20
<b>HTHP filtrado (250°F, 500psi)</b>	cc	<5.0
<b>Estabilidad eléctrica</b>	nV	>700
<b>Relación agua-aceite</b>	%	20:80/15:85

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.



### 3. EFECTO DE LA EVAPORACIÓN EN LAS PROPIEDADES QUÍMICAS Y FÍSICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

Antes de cuantificar la evaporación de las fases líquidas, era necesario saber que tanto varían las propiedades fisicoquímicas descritas anteriormente del fluido de perforación y que consecuencias conlleva la evaporación en el fluido, es decir, que problemas puede causar si no se reponen los volúmenes evaporados a tiempo. Planteando estas dos ideas, se tiene conocimiento de la importancia de cuantificar la evaporación del aceite y del agua en el fluido de perforación.

Este capítulo tiene la finalidad de determinar de una manera cualitativa, mas no cuantitativa, la variación de las propiedades reológicas y químicas en el fluido de perforación base aceite por efecto de la evaporación. A nivel de laboratorio se compararán las propiedades del fluido de perforación, antes y después que es sometido a calentamiento, durante una hora, y de tal forma se dará respuesta a las preguntas planteadas.

La **Figura 10.** muestra la evaporación en uno de los pozos del Bloque Piedemonte donde utilizan fluido de perforación base aceite.

**Figura 10.** Evaporación en superficie.



**Fuente:** Por los autores.

#### 3.1 ALTERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

Se tomó una muestra de fluido de perforación base Cotu, relación 90/10, al cual se le determinaron propiedades físicas y químicas como: la densidad, las pruebas de reología, cloruros y la alcalinidad del lodo, antes y después de someter la muestra

a la evaporación. La muestra fue sometida durante una hora a calentamiento a una temperatura de 150°F. A continuación, se muestran los resultados obtenidos **Tabla 5.**

**Tabla 5.** Propiedades del fluido de perforación antes y después de la evaporación.

Propiedad		Inicial	Después de la evaporación
Lectura directa del viscosímetro	Ø600	44,1	55
	Ø300	27,1	33,8
	Ø 200	21,3	26,5
	Ø 100	14,6	18,5
	Ø 6	5,2	6,6
	Ø 3	4,5	5,9
PV (cP)		16,8	20,8
YP (lbf/100ft <sup>2</sup> )		10,7	13,3
Gel 10''(lbf/100ft <sup>2</sup> )		5,7	6,4
Gel 10' (lbf/100ft <sup>2</sup> )		6,4	7,4
Gel 30' (lbf/100ft <sup>2</sup> )		6,2	7,2
Pm		2ml/2ml	1,9ml/2ml
Cloruros (ppm)		7300	7500
Densidad		9,5	10

En términos generales, la evaporación de las fases líquidas, genera un aumento en todas las propiedades físicas y químicas (ver **Tabla 5.**), y en el porcentaje del contenido de sólidos del fluido de perforación; la diferencia porcentual que se presenta en el contenido de sólidos se debe a que la cantidad de agua y aceite disminuye, mientras la masa de los sólidos permanece constante.

Teniendo en cuenta que la densidad es el cociente entre masa y volumen, la evaporación del fluido de perforación genera un mayor peso en el fluido; una menor proporción de las fases líquidas con respecto al fluido inicial, genera porcentualmente que el contenido de sólidos aumente, y por ende la densidad también aumenta. Tal como se ve en la **Figura 11.**

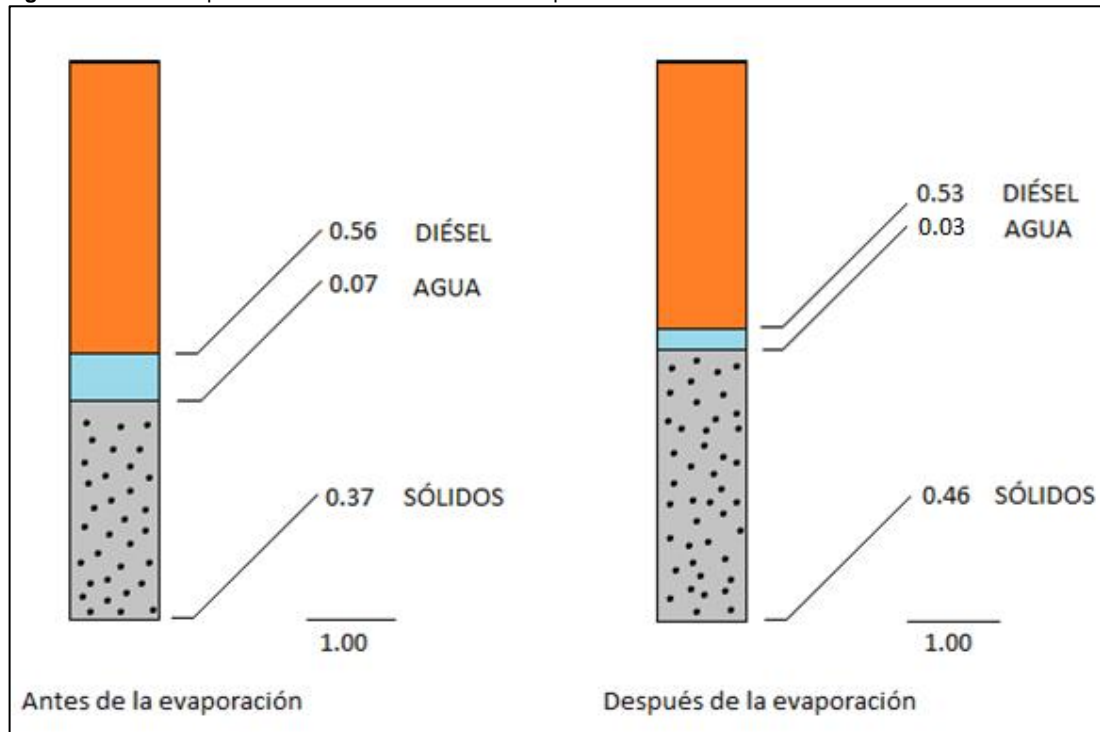
El efecto de los sólidos en las propiedades del fluido de perforación depende de la cantidad, tamaño y forma de los sólidos<sup>29</sup>; en general, los efectos más inmediatos de la evaporación se presentan en las propiedades reológicas.

Todas las propiedades reológicas del fluido de perforación se ven afectadas por la evaporación de las fases líquidas, es por esto, como se observa en la **Tabla 4.**, que cada una de las lecturas directas del viscosímetro (Ø600, Ø300, Ø200, Ø100,

<sup>29</sup> Baker Hughes INTEQ. Fluidos, Manual de Ingeniería, Houston: 1998

$\Theta_6$ ,  $\Theta_3$ ) aumentan luego de que el fluido es sometido a la evaporación, por ende, los resultados obtenidos de la viscosidad plástica (PV), el punto cedente (YP) y la formación de geles también aumentaron, ya que estas propiedades están directamente relacionadas con el porcentaje de contenido de sólidos.

**Figura 11.** Variación porcentual de las fases del fluido de perforación.



**FUNETE:** Bourgoyne. A.T. *et al.* APPLIED DRILLING ENGINEERING. SPE Textbook Series. 1986. vol 2. ISBN: 978-1-55563-001-0

La viscosidad plástica se debe en gran medida a la fricción mecánica generada entre las partículas y el fluido de perforación, ésta depende principalmente del contenido de sólidos en el fluido, por lo que se considera que un aumento en el porcentaje de sólidos (Ver **Figura 11.**) indica un aumento en la viscosidad plástica.

El punto cedente y la fuerza de geles muestran el grado de las fuerzas de atracción entre las partículas y el fluido; están relacionadas con la distancia que existe entre cada una de las partículas que lo componen, es por esto que la evaporación genera un aumento de estas propiedades al igual que en el caso de la viscosidad plástica.

### 3.2 CONSECUENCIAS DE LA ALTERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS

Como se presentó en el capítulo anterior, la principal función del fluido de perforación es controlar las presiones de las formaciones y mantener la presión en

las paredes del pozo. Cuando se está perdiendo una cantidad desconocida de agua y aceite, se está aumentando la densidad del fluido, lo que provoca un incremento en la presión hidrostática, este aumento puede traer consecuencias como: provocar un daño de formación o una fractura a la formación; generar pérdidas de circulación en el fluido de perforación y así mismo disminuir el nivel del fluido de perforación, decreciendo la presión hidrostática. En casos extremos, si la presión hidrostática disminuye por debajo de la presión de yacimiento, puede haber una surgencia en el pozo y si no es controlada a tiempo, un reventón.

Cuando se alteran las propiedades reológicas y la fuerza de los geles de manera significativa, el fluido de perforación se tornará más viscoso si estas propiedades aumentan, causando graves problemas en el pozo. El principal problema que puede causar esta alteración está relacionado con la pega diferencial de tubería y el embotamiento del BHA, ya que el espesor del revoque aumenta cuando se tiene mayor contenido de sólidos, también se puede producir un embotamiento cuando el pozo se encuentra estático y las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación cambian.

Con base a lo descrito anteriormente, se procede a realizar la metodología para cuantificar la evaporación de las fases líquidas en el fluido de perforación.

## 4. PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se describe el plan de pruebas diseñado para lograr la cuantificación de la evaporación de los fluidos de perforación base aceite descritos anteriormente en el numeral 2.4, de igual forma, se describen todas las pruebas realizadas para poder, de una u otra manera, determinar parámetros que influyen en la evaporación de los fluidos de perforación; los parámetros que se evaluarán en estas pruebas son la temperatura ambiente, y área de contacto del fluido con el medio, pues son los factores que influyen en la evaporación, de igual manera se tendrá en cuenta la densidad de las sustancias.

### 4.1 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD

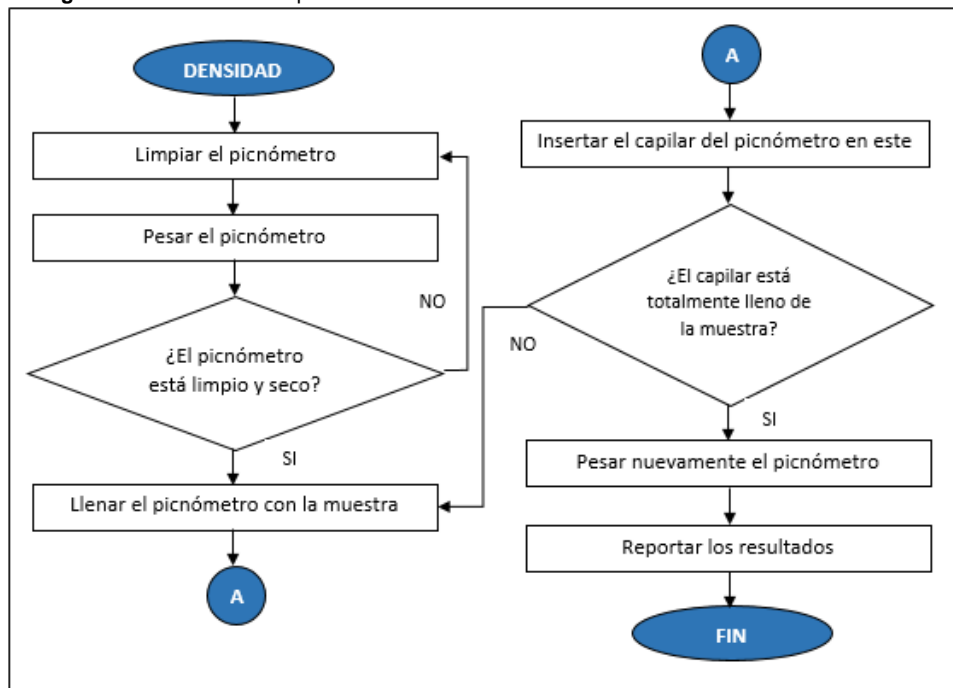
Con esta prueba se busca determinar la densidad de cada uno de los fluidos utilizados en la preparación del fluido de perforación, ver **Diagrama 1**. Para este caso se tomará la densidad del agua, del diésel Cotu y del diésel Coesgen.

Para medir la densidad se necesitan los siguientes equipos:

- Picnómetro de 25mL
- Balanza
- Muestra de fluido a analizar

Ver imágenes de los instrumentos en el **Anexo B**.

**Diagrama 1.** Procedimiento para la determinación de la densidad.



## 4.2 COMPARACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DEL DIÉSEL COTU Y DIÉSEL COESGEN

Con esta prueba se busca evaluar las diferencias en la evaporación de cada uno de los diésels (Cotu y el Coesgen) utilizados en la preparación del fluido de perforación. Para esto se somete cada uno de los diésels a calentamiento a temperatura constante durante tres horas.

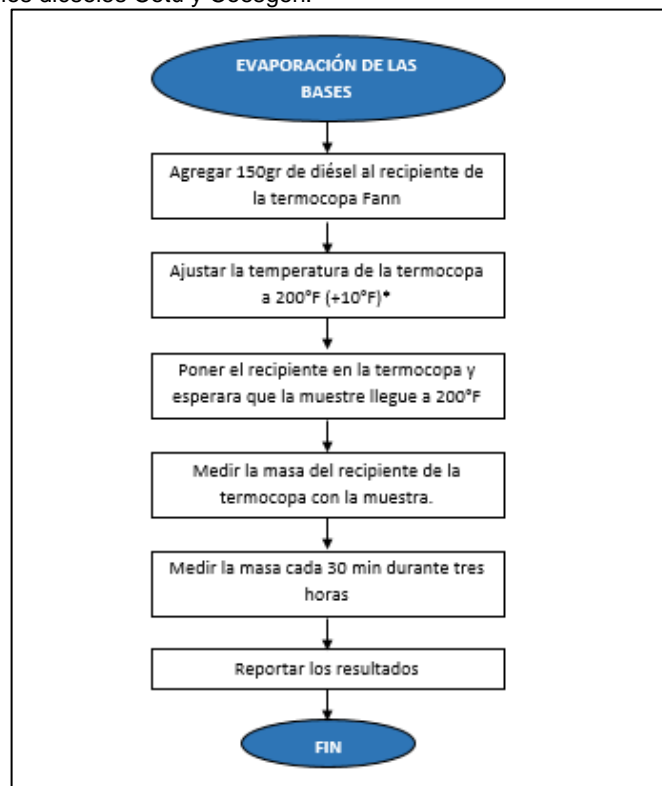
Equipos necesarios para la realización de las pruebas:

- Termocopa Fann
- Dos Termómetros
- Balanza
- Cronómetro

Ver imágenes de los instrumentos en el **Anexo B**.

El procedimiento descrito en el **Diagrama 3**, debe realizarse para cada una de las bases del fluido de perforación, que en este caso son diésel Cotu y diésel Coesgen.

**Diagrama 2.** Procedimiento para comparar la evaporación de los diésels Cotu y Coesgen.



Nota:

\* Para que el fluido alcance la temperatura requerida, la temperatura de la termocopa debe ajustarse 10°F por encima.

### 4.3 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN

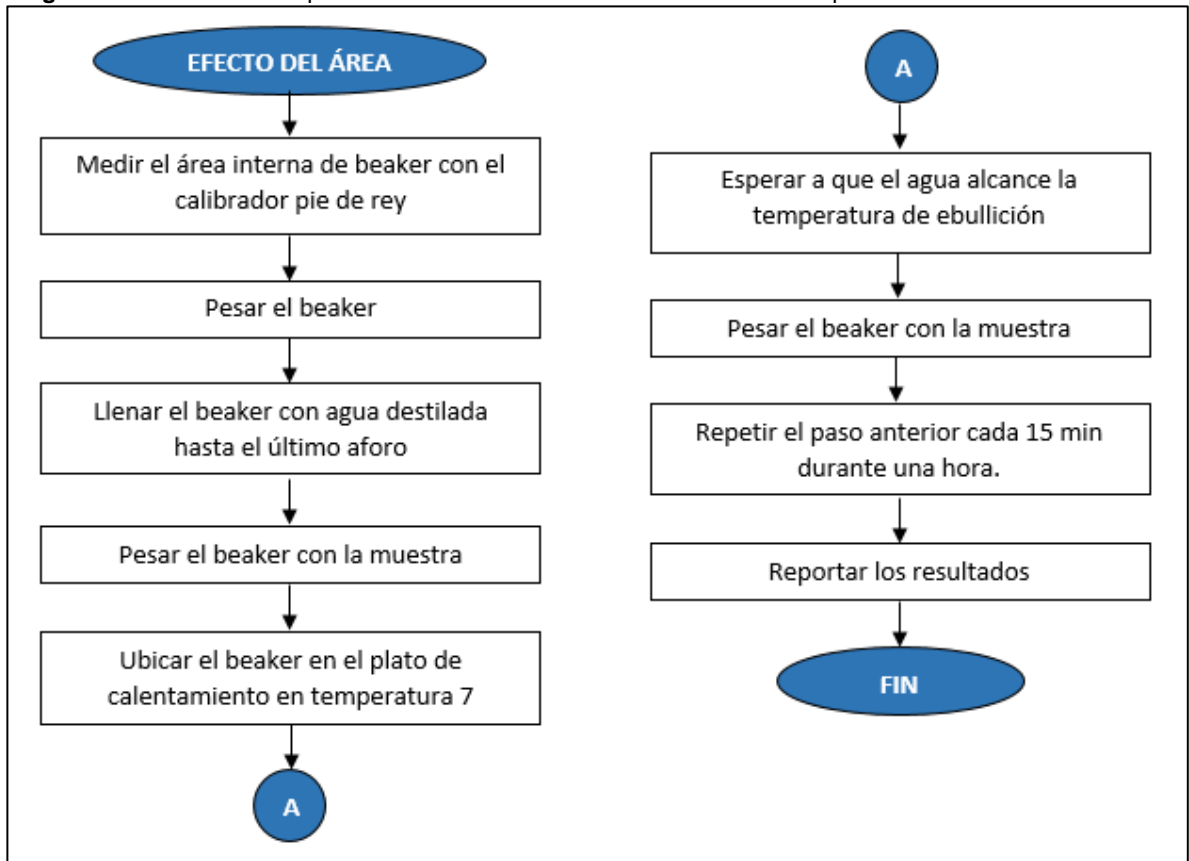
Esta prueba busca determinar el efecto que tiene el área de contacto de la muestra con el medio ambiente en la evaporación, ver **Diagrama 2**, en este caso de estudio el agua es la sustancia base para la realización de las pruebas. El procedimiento que se describe a continuación se aplica para el Beaker 1 y el Beaker 2.

Los equipos que se requieren para esta prueba son:

- Beaker 1: 250mL
- Beaker 2: 1000mL
- Termómetro
- Plato de calentamiento (Hotplate)
- Balanza
- Calibrador pie de rey

Ver imágenes de los instrumentos en el **Anexo B**.

**Diagrama 3.** Procedimiento para la determinación el efecto del área en la evaporación.



#### 4.4 DETERMINACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

En esta sección se describe todo el montaje utilizado para poder hacer una cuantificación de la evaporación de los fluidos de perforación, se sigue los protocolos para la evaluación de las propiedades de los fluidos de perforación base aceite que van a ser aplicados en el laboratorio y la normatividad para determinar cada una de estas. En este numeral solo se describe la prueba diseñada para determinar la evaporación; y se habla del protocolo según la API de la prueba de la retorta, que es fundamental para la determinación de la evaporación de las fases.

**4.4.1 Preparación del fluido de perforación.** En la preparación de los fluidos de perforación, tanto para aquellas relaciones base Cotu y base Coesgen, se utilizan los mismos aditivos, pero en distintas proporciones. Es necesario preparar 3 barriles de laboratorio de cada relación para la realización de las pruebas.

La tabla que se presenta a continuación (ver **Tabla 6.**), indica los aditivos en el orden en que son agregados, y el tiempo de mezcla que deben permanecer cada uno de ellos. El agua y el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) deben pre mezclarse durante 30 minutos, antes de adicionarse al fluido, por lo cual en el orden de adición aparecen con el mismo número.

**Tabla 6.** Tiempo y orden de mezcla de los aditivos del fluido de perforación.

PRODUCTO	ORDEN	TIEMPO DE MEZCLA (MIN)
Diésel	1	0
Cal	2	3
CARBO-MUL HT	3	3
CHECK FLOW	4	20
CARBO-GEL II	5	5
CARBO-GEL	6	5
Agua	7	30
95% $\text{CaCl}_2$		
$\text{CaCO}_3$ M200	8	10

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

Para cada caso el fluido de perforación tiene densidad de 9,5 lb/gal, y una salinidad en porcentaje de 9,38.



En la **Tabla 7.** y la **Tabla 8.** se muestran las concentraciones de cada producto que son necesarias para la preparación de cada fluido de perforación según su diésel base y su relación agua aceite.

**Tabla 7.** Concentración de aditivos del fluido de perforación base diésel Cotu.

PRODUCTO	RELACIÓN 90/10		RELACIÓN 80/20		RELACIÓN 70/30	
	bbbl/bbl	lb/bbl	bbbl/bbl	lb/bbl	bbbl/bbl	lb/bbl
Diésel Cotu	0,7371	217,02	0,6608	194,55	0,5828	171,58
Agua	0,0833	29,02	0,1685	59,06	0,2556	89,58
CARBO-MUL HT	0,0169	5,50	0,0169	5,05	0,0169	5,50
95% CaCl <sub>2</sub>	0,0023	3,20	0,0047	6,47	0,0071	9,81
Cal	0,0038	3,00	0,0038	3,00	0,0038	3,00
CHECK FLOW	0,0046	1,50	0,0046	1,50	0,0046	1,50
CARBO-GEL II	0,0067	4,00	0,0067	4,00	0,0067	4,00
CARBO-GEL	0,0067	4,00	0,0067	4,00	0,0067	4,00
CaCO <sub>3</sub> M200	0,1385	131,57	0,1273	120,92	0,1158	110,03
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>399</b>	<b>1</b>	<b>399</b>	<b>1</b>	<b>399</b>

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

**Tabla 8.** Concentración de aditivos del fluido de perforación base diésel Coesgen.

PRODUCTO	RELACIÓN 90/10		RELACIÓN 80/20		RELACIÓN 70/30	
	bbbl/bbl	lb/bbl	bbbl/bbl	lb/bbl	bbbl/bbl	lb/bbl
Diésel Coesgen	0,7408	220,68	0,6637	197,73	0,585	174,30
Agua	0,0837	29,34	0,1692	59,31	0,2565	89,92
CARBO-MUL HT	0,0169	5,50	0,0169	5,50	0,0067	4,00
95% CaCl <sub>2</sub>	0,0023	3,21	0,0047	6,50	0,0071	9,85
Cal	0,0038	3,00	0,0038	3,00	0,0067	4,00
CHECK FLOW	0,0046	1,50	0,0046	1,50	0,0046	1,50
CARBO-GEL II	0,0067	4,00	0,0067	4,00	0,0169	5,50
CARBO-GEL	0,0067	4,00	0,0067	4,00	0,0038	3,00
CaCO <sub>3</sub> M200	0,1345	127,76	0,1237	117,46	0,1126	106,94
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>399</b>	<b>1</b>	<b>399</b>	<b>1</b>	<b>399</b>

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

**4.4.2 Montaje de las pruebas de laboratorio.** Lo que se busca con las pruebas a nivel de laboratorio es cuantificar las pérdidas de las fases líquidas (agua y aceite) que se tienen en el fluido de perforación por efecto de la evaporación, para esto, se someten las muestras del fluido de perforación, descritas en la **Tabla 7.**, y **Tabla 8.**, a una temperatura constante (120°F, 140°F, 160°F, 180°F Y 200°F) durante una hora, y de esta manera, poder determinar las pérdidas con un balance másico.

Los equipos a utilizar en el montaje son:

- Balanza
- Mezclador
- Termocopa Fann
- Termómetro digital
- Termómetro análogo
- Potenciómetro
- Temporizador
- Balanza de lodos
- Equipo de retorta de 50mL
- Probeta de 50mL
- Equipo de medición de estabilidad de emulsiones
- Calibrador pie de rey
- Medidor de frecuencia

Ver imágenes de los instrumentos en el **Anexo B**.

El procedimiento que se describe en el **Diagrama 4**, es el mismo que debe seguirse para cada base (diésel Cotu y diésel Coesgen), cada relación (90/10, 80/20, 70/30) y cada temperatura de referencia (120°F, 140°F, 160°F, 180°F y 200°F) del fluido de perforación.

Para la realización de la prueba de la retorta, se sigue el protocolo dictado por la API, tal como se describe en la **Figura 12**.

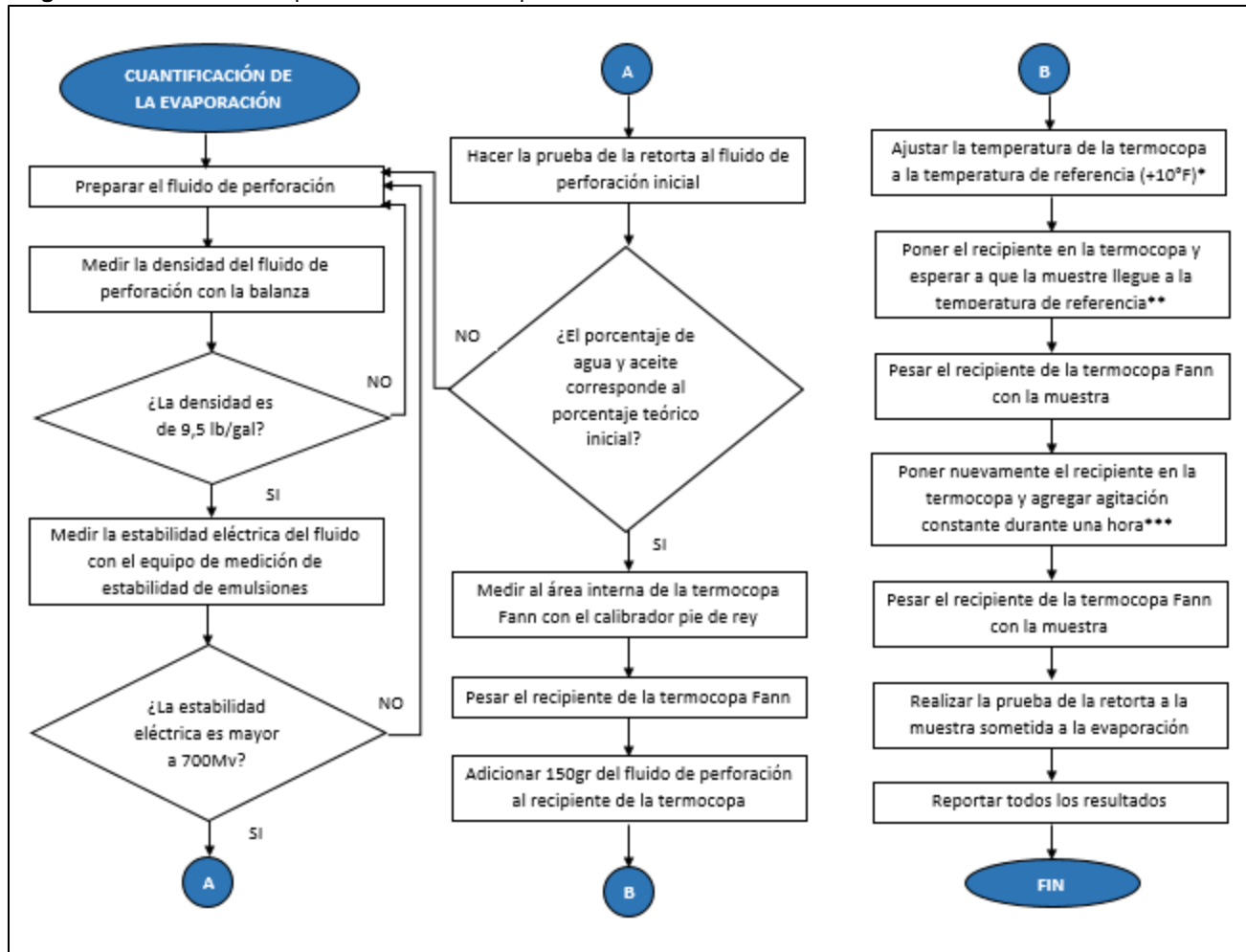
El registro fotográfico del paso a paso del montaje de la prueba de laboratorio para determinar la evaporación del fluido de perforación se encuentra en el **ANEXO B**.

#### **4.5 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES DEL AMBIENTE**

Para determinar el efecto de la temperatura ambiente en el proceso de evaporación del fluido de perforación, se debe realizar el mismo procedimiento descrito en el **Diagrama 4**., pero a diferentes condiciones; en este caso, serán las condiciones del campo Floreña.

Este procedimiento puede llevarse a acabo con cualquier muestra de los fluidos de perforación descritos anteriormente.

Diagrama 4. Procedimiento para cuantificar la evaporación.



Nota:

\* Para que el fluido alcance la temperatura requerida, la temperatura de la termocopa debe ajustarse 10°F por encima.

\*\*Para mantener el fluido de perforación con agitación constante, el mezclador debe funcionar a través de un potenciómetro y ser verificado con el medidor de frecuencia, para mantener las RPM.

\*\*\*La temperatura del fluido debe ser monitoreada constantemente con un termómetro, el rango de temperatura no debe sobrepasar 5°F por encima y por debajo de la temperatura de referencia.

Figura 12. Descripción de la prueba de la retorta.

<b>Sección 7. Líquido y Sólidos</b>	
<b>Equipo</b>	acero, encima del vaso de muestra. La lana de acero líquida NO es aprobada por API.
1. Se usa una retorta para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación. El lodo es colocado dentro de un contenedor de acero y calentado hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores son dirigidos a través de un condensador y captados en un cilindro graduado, después de lo cual se mide el volumen de líquido. Los sólidos, tanto suspendidos como disueltos, son determinados calculando la diferencia. Se puede usar una retorta de 10, 20 ó 50 ml para determinar el contenido de líquidos y sólidos. Para reducir el margen de error asociado con el aire arrastrado, se recomienda usar una retorta de 20 ó 50 ml.	6. Llenar el vaso de muestra de la retorta con lodo base aceite sin gas.
<b>Procedimiento</b>	7. Colocar la tapa sobre el vaso de muestra y dejar que el lodo se desborde a través del agujero en la tapa. Para obtener un volumen correcto de muestra, parte del lodo debe salir a través del agujero.
1. Asegurarse que la retorta, el condensador y el receptor del líquido estén limpios, secos y enfríos después del uso anterior.	8. Limpiar el vaso de muestra y la tapa para eliminar el lodo que ha desbordado.
2. Tomar una muestra de lodo y dejar que se enfríe hasta aproximadamente 75±2°F (24±1,4°C) o hasta la temperatura ambiente. Filtrar la muestra a través de una malla de malla 12 para eliminar el material de pérdida de circulación y los recortes grandes.	9. Colocar un receptor limpio y seco debajo de la descarga del condensador.
3. Si el lodo contiene gas o aire, agitar lentamente de 2 a 3 minutos para eliminar el gas.	10. Calentar la retorta, continuando durante 10 minutos después de que el condensador deje de descargar condensado.
4. Lubricar las roscas en el vaso de la muestra y el tubo condensador con un ligero revestimiento de Never-Seez (según los procedimientos de API, éste es el único material que debe ser usado). Esto impide la pérdida de vapor a través de las roscas.	11. Retirar el receptor de líquido de la retorta. Anotar el volumen total de líquido recuperado. Si el líquido contiene sólidos, el lodo entero se ha desbordado y el procedimiento DEBE ser repetido.
5. Rellenar ligeramente la cámara de la retorta con un anillo de lana de	12. Registrar los volúmenes de aceite y agua en el receptor de líquido después de que se haya enfriado hasta 75±2,5°F (24±1,4°C) o hasta la temperatura ambiente.
	13. A partir de los volúmenes de aceite y agua recuperados y del volumen de la muestra de lodo original, calcular el porcentaje en volumen de aceite, agua y sólidos en el lodo.
	14. La retorta retendrá todos los sólidos – tanto suspendidos como disueltos. Para los lodos que contienen considerables cantidades de sales, los cálculos del contenido de sólidos suspendidos serán incorrectos a menos que se efectúen las correcciones para tener en cuenta la sal disuelta.

FUENTE: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Manual de Fluidos de Perforación: Procedimiento. API RP 13 B. Dallas, Texas, EEUU: API. 1982. p. 3-5.

## 5. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos en cada una de las pruebas descritas en el capítulo cuatro; se muestra las densidades tanto del agua, como de cada una de las fases continuas utilizadas, el comportamiento de la evaporación según el área de contacto del fluido con el medio, la comparación de la evaporación del diésel Cotu y diésel Coesgen, además, se exponen los resultados obtenidos de la evaporación del fluido de perforación, y por último, el efecto de las condiciones externas. El análisis de los resultados se presentará en el capítulo posterior, junto con el desarrollo del modelo matemático;

Las condiciones ambientales promedio a las que se realizaron las pruebas de laboratorio son: temperatura ambiente 18°C, presión atmosférica 560mmHg y humedad relativa 46%.

### 5.1 DENSIDAD

A continuación, en la **Tabla 9.**, se muestran los resultados obtenidos de la densidad del agua, diésel Cotu y diésel Coesgen.

**Ecuación 2.** Densidad.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Dónde:

$\rho$ : densidad, gr/cc

m: masa, gr

V: volumen, cc

**Tabla 9.** Densidades.

Fluido	Volumen (cc)	Masa (gr)	Densidad (gr/cc)
Agua	25,07	25,0244	0,99
Diésel cotu	25,07	20,6166	0,82
Diésel coesgen	25,07	21,3095	0,85

### 5.2 NIVEL DE EVAPORACIÓN DE LAS BASES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En esta sección se exponen los resultados obtenidos al comparar los niveles de evaporación de cada una de las bases (diésel Cotu y diésel Coesgen) del fluido de perforación utilizadas para el desarrollo del proyecto. Ver **Tabla 10.**

**Tabla 10.** Comparación de la evaporación de las bases utilizadas en el fluido de perforación.

<i>Tiempo (h)</i>	<i>Diésel cotu</i>		<i>Diésel coesgen</i>	
	<i>Masa (gr)</i>	$\Delta$ <i>masa (gr)</i>	<i>Masa (gr)</i>	$\Delta$ <i>masa (gr)</i>
0	249,5	3,9	254,2	1,7
0,5	245,6	3,3	252,5	1,5
1	242,3	2,7	251	1,1
1,5	239,6	2,4	249,9	1
2	237,2	2,3	248,9	0,9
2,5	234,9	2	248	0,9
3	232,9	-	247,1	-

### 5.3 EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN

Para la determinar la incidencia que tiene el área de contacto del fluido con el medio ambiente en el proceso de evaporación, se toma como fluido de referencia el agua. Al comparar el área de un beaker de 250mL con uno de 1000mL se obtuvieron los siguientes resultados (ver **Tabla 11.**):

**Tabla 11.** Efecto del área en la evaporación.

<i>Tiempo (min)</i>	<i>Beaker 250mL; A=33,18cm<sup>2</sup></i>		<i>Beaker 1000mL; A=80,11cm<sup>2</sup></i>	
	<i>masa (gr)</i>	$\Delta$ <i>masa (gr)</i>	<i>masa (gr)</i>	$\Delta$ <i>masa (gr)</i>
0	253,7	-	811,8	-
15	211,3	42,4	706,41	105,4
30	169,4	41,9	605,81	100,6
45	124,8	44,6	501,9	103,9
60	82,5	42,3	400,0	101,9

### 5.4 EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los resultados que se obtuvieron a partir de las pruebas realizadas en el laboratorio están dados en términos de masa, y otros en términos de volumen; los resultados máxicos determinan la cantidad de muestra evaporada; por otro lado, los resultados obtenidos en la retorta son volumétricos, y determinan la relación agua aceite antes y después del calentamiento, permitiendo determinar la cantidad de agua y aceite evaporados.

Los resultados de masa evaporada se obtienen a partir de la **Ecuación 3.**, mostrados en la **Tabla 12.** y la **Tabla 13.**, son evaluados en un área de 32,57cm<sup>2</sup>, el cual es el área interna de la termocopa fann.

**Ecuación 3.** Balance masa general.

$$m_{\text{entrada}} = m_{\text{salida}} + m_{\text{evaporada}}$$

Dónde:

m: masa (gr)

$m_{\text{entrada}}$ : masa cuando se ha alcanzado y estabilizado la temperatura de referencia.

$m_{\text{salida}}$ : masa una hora después del calentamiento de la muestra.

**Tabla 12.** Resultados obtenidos para fluido de perforación base diésel Cotu.

	<i>Relación agua aceite 90/10</i>			<i>Relación agua aceite 80/20</i>			<i>Relación agua aceite 70/30</i>		
<b>Temp. (°F)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>
120	149,6	146,6	3,0	149,9	146,9	3,0	149,9	143,3	6,6
140	149,5	144,5	5,0	149,4	143,6	5,8	151,3	145,0	6,3
160	149,3	140,9	8,4	149,0	141,1	7,9	148,8	139,9	8,9
180	149,0	136,0	13,0	148,1	135,5	12,6	146,9	134,6	12,3
200	148,0	128,5	19,5	147,0	129,5	17,5	145,0	128,0	17,0

**Tabla 13.** Resultados obtenidos para fluido de perforación base diésel Coesgen.

	<i>Relación agua aceite 90/10</i>			<i>Relación agua aceite 80/20</i>			<i>Relación agua aceite 70/30</i>		
<b>Temp. (°F)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{entrada}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{salida}}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{\text{evaporada}}</math> (gr)</b>
120	150,3	148,7	1,6	150,5	147,8	2,7	150,8	146,9	3,9
140	149,5	143,7	5,8	146,8	141,8	5,0	149,1	144,2	4,9
160	150,2	141,1	9,1	149,3	141,0	8,3	148,7	140,1	8,6
180	150,1	138,3	11,8	149,7	138,6	11,1	146,7	135,2	11,5
200	148,3	133,6	14,7	148,3	134,3	14,0	147,6	134,6	13,0

Para la realización del balance de masa, los datos volumétricos obtenidos en la prueba de la retorta se convierten a unidades de masa (ver **Tabla 14.** – **Tabla 19.**); para esto se hace uso de la **Ecuación 2.**

Los mililitros tanto de agua como de aceite leídos en la probeta de 50mL, que fueron arrojados por la prueba de la retorta, fueron multiplicados por dos, esto con el fin de tener en cuenta los aforos intermedios de la probeta y dar una mayor precisión en los resultados.

**Tabla 14.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 90/10.

<b>Temp. (°F)</b>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	<b>mL Agua</b>	<b>mL Aceite</b>	<b>mL Total</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>
<i>Inicial</i>	8	72	80	10,00	90,00	11,83	88,17
120	8	73	81	9,88	90,12	11,68	88,32
140	7	74	81	8,64	91,36	10,25	89,75
160	5	74	79	6,33	93,67	7,54	92,46
180	4	78	82	4,88	95,12	5,83	94,17
200	2	78	80	2,50	97,50	3,00	97,00

**Tabla 15.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 80/20.

<b>Temp (°F)</b>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	<b>mL agua</b>	<b>mL aceite</b>	<b>mL total</b>	<b>% agua</b>	<b>% aceite</b>	<b>% agua</b>	<b>% aceite</b>
<i>Inicial</i>	16	64	80	20,00	80,00	23,19	76,81
120	16	64	80	20,00	80,00	23,19	76,81
140	14	67	81	17,28	82,72	20,15	79,85
160	13	69	82	15,85	84,15	18,53	81,47
180	11	70	81	13,58	86,42	15,95	84,05
200	10	72	82	12,20	87,80	14,36	85,64

**Tabla 16.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Cotu relación 70/30.

<b>TEMP (°F)</b>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	<b>mL Agua</b>	<b>mL Aceite</b>	<b>mL Total</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>
<i>Inicial</i>	26	58	84	30,95	69,05	35,12	64,88
120	24	58	82	29,27	70,73	33,31	66,69
140	21	59	80	26,25	73,75	30,06	69,94
160	20	62	82	24,39	75,61	28,03	71,97
180	19	64	83	22,89	77,11	26,39	73,61
200	17	64	81	20,99	79,01	24,28	75,72

**Tabla 17.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 90/10.

<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>			
----------------	--	--	--	-------------	--	--	--



<i>Temp. (°F)</i>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	mL Agua	mL Aceite	mL Total	% Agua	% Aceite	% Agua	% Aceite
<i>Inicial</i>	8	72	80	10,00	90,00	11,46	88,54
<i>120</i>	7	73	80	8,75	91,25	10,05	89,95
<i>140</i>	6	73	79	7,59	92,41	8,74	91,26
<i>160</i>	5	76	81	6,17	93,83	7,12	92,88
<i>180</i>	4	77	81	4,94	95,06	5,71	94,29
<i>200</i>	3	78	81	3,70	96,30	4,29	95,71

**Tabla 18.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 80/20.

<i>Temp. (°F)</i>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	mL Agua	mL Aceite	mL Total	% Agua	% Aceite	% Agua	% Aceite
<i>Inicial</i>	16	67	83	19,28	80,72	22,38	77,62
<i>120</i>	15	66	81	18,52	81,48	21,53	78,47
<i>140</i>	14	68	82	17,07	82,93	19,91	80,09
<i>160</i>	12	68	80	15,00	85,00	17,56	82,44
<i>180</i>	11	71	82	13,41	86,59	15,76	84,24
<i>200</i>	10	72	82	12,20	87,80	14,36	85,64

**Tabla 19.** Resultados de la prueba de la retorta del fluido de perforación base Coesgen relación 70/30.

<i>Temp. (°F)</i>	<b>Volumen</b>				<b>Masa</b>		
	mL Agua	mL Aceite	mL Total	% Agua	% Aceite	% Agua	% Aceite
<i>Inicial</i>	24	56	80	30,00	70,00	33,56	66,44
<i>120</i>	23	57	80	28,75	71,25	32,23	67,77
<i>140</i>	22	60	82	26,83	73,17	30,17	69,83
<i>160</i>	20	62	82	24,39	75,61	27,55	72,45
<i>180</i>	18	63	81	22,22	77,78	25,19	74,81
<i>200</i>	17	63	80	21,25	78,75	24,13	75,87

**5.4.1 Balance de masa.** A continuación, se presentan las ecuaciones que hacen parte del balance de masa, son utilizadas para la cuantificación de la evaporación de cada una de las fases líquidas, que componen las muestras de los fluidos de perforación utilizados en las pruebas de laboratorio.

**Ecuación 4.** Balance de masa a la entrada del sistema.

$$m_{entrada} = m_{sólidos} + m_{agua}|_i + m_{aceite}|_i$$

Dónde:

m: masa (gr)

i: condiciones iniciales

**Ecuación 5.** Balance de masa a la salida del sistema.

$$m_{salida} = m_{sólidos} + m_{agua}|_f + m_{aceite}|_f$$

Dónde:

m: masa (gr)

f: condiciones finales (después de la evaporación)

Reemplazando la **Ecuación 4.** y la **Ecuación 5.** en la **Ecuación 3.**, se obtiene la ecuación de balance de masa que permite determinar la evaporación de cada una de las fases del fluido de perforación.

**Ecuación 6.** Balance de masa para la determinación de la evaporación del fluido de perforación.

$$m_{sólidos} + m_{agua}|_i + m_{aceite}|_i = m_{sólidos} + m_{agua}|_f + m_{aceite}|_f + m_{evaporada}$$

Dónde:

m: masa (gr)

i: condiciones iniciales

f: condiciones finales (después de la evaporación)

La masa de los sólidos permanece constante, no se evaporan, por consiguiente, se cancelan.

$$\cancel{m_{sólidos}} + m_{agua}|_i + m_{aceite}|_i = \cancel{m_{sólidos}} + m_{agua}|_f + m_{aceite}|_f + m_{evaporada}$$

Por lo que la ecuación de balance de masa quedaría de la siguiente forma:

**Ecuación 7.** Balance de masa para la determinación de la evaporación de las fases líquidas del fluido de perforación.

$$m_{agua}|_i + m_{aceite}|_i = m_{agua}|_f + m_{aceite}|_f + m_{evaporada}$$

Dónde:

m: masa (gr)

i: condiciones iniciales

f: condiciones finales (después de la evaporación)

Teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

**Ecuación 8.** Ecuación de balance de masa evaporada.

$$m_{evaporada} = m_{agua}|_e + m_{aceite}|_e$$

Dónde:

m: masa (gr)

e: condiciones evaluadas en la evaporación

Se tiene que:

**Ecuación 9.** Determinación del agua evaporada.

$$m_{agua}|_e = m_{agua}|_i - m_{agua}|_f$$

Dónde:

m: masa (gr)

e: condiciones evaluadas en la evaporación

i: condiciones iniciales

f: condiciones finales (después de la evaporación)

**Ecuación 10.** Determinación del aceite evaporado.

$$m_{aceite}|_e = m_{aceite}|_i - m_{aceite}|_f$$

Dónde:

m: masa (gr)

e: condiciones evaluadas en la evaporación

i: condiciones iniciales

f: condiciones finales (después de la evaporación)

Para la determinación de la cantidad de agua y aceite evaporados del fluido de perforación, es necesario conocer cuánto hay de cada una de las fases a condiciones iniciales, es decir, la cantidad de sólidos, de agua y de aceite antes de que la muestra es sometida a calentamiento.

Una vez se conoce cuánto se evaporó, se establece la cantidad de cada una de las fases (sólida y líquida); la cantidad de sólidos contenidos en la muestra evaporada será igual a la de los sólidos a condiciones iniciales, la cantidad de la fase líquida (agua y aceite) será igual a la masa de la muestra después de la evaporación menos la cantidad de sólidos. Para saber el porcentaje másico de agua y de aceite, se utilizan los resultados arrojados por la prueba de la retorta.

Una vez se conocen las cantidades de agua y de aceite a condiciones iniciales y finales, se determina la cantidad evaporada de cada uno. Los resultados obtenidos que están en unidades de masa, deben ser pasados a unidades volumétricas, se realiza por medio de la densidad de cada fluido.

Las ecuaciones que se utilizaron para la determinación de cada uno de los componentes de la **Ecuación 7** se muestran en el **ANEXO C**, junto con un ejemplo de la implementación del balance.

Una vez realizado el balance de masa para cada uno de los fluidos de perforación y a cada una de las temperaturas de referencias, se obtuvieron los resultados mostrados en la **Tabla 29.** y la **Tabla 21.** Los resultados del balance de masa realizado para obtener cada uno de los datos se muestran en el **ANEXO D**:

**Tabla 20.** Barriles evaporados de agua y aceite del fluido de perforación base diésel Cotu.

TEMP (°F)	Relación aceite agua 90/10			Relación aceite agua 80/20			Relación aceite agua 70/30		
	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )
120	0,00004	0,00061	0,00065	0,00006	0,00058	0,00064	0,00045	0,00090	0,00135
140	0,00031	0,00072	0,00103	0,00068	0,00044	0,00113	0,00099	0,00018	0,00117
160	0,00080	0,00088	0,00167	0,00102	0,00050	0,00152	0,00145	0,00019	0,00164
180	0,00111	0,00150	0,00261	0,00156	0,00087	0,00243	0,00187	0,00043	0,00230
200	0,00155	0,00239	0,00394	0,00192	0,00151	0,00343	0,00238	0,00084	0,00322

**Tabla 21.** Barriles evaporados de agua y aceite del fluido de perforación base diésel Coesgen.

TEMP (°F)	Relación aceite agua 90/10			Relación aceite agua 80/20			Relación aceite agua 70/30		
	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Agua (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Aceite (bbl*h/ft <sup>2</sup> )	V Total (bbl*h/ft <sup>2</sup> )
120	0,00028	0,00001	0,00029	0,00030	0,00023	0,00052	0,00047	0,00028	0,00075
140	0,00057	0,00056	0,00113	0,00065	0,00030	0,00095	0,00088	0,00001	0,00089
160	0,00088	0,00090	0,00177	0,00116	0,00040	0,00156	0,00151	0,00005	0,00156
180	0,00113	0,00117	0,00230	0,00153	0,00055	0,00209	0,00201	0,00008	0,00209
200	0,00135	0,00153	0,00288	0,00182	0,00083	0,00265	0,00225	0,00011	0,00237

## 5.5 DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES DEL AMBIENTE

Los resultados que se muestran a continuación fueron realizados en el campo Floreña IP9 y hacen referencia al fluido de perforación base Cotu, relación 90/10. Después de someter la muestra a calentamiento durante una hora y al realizar el balance de masa general (**Ecuación 3.**), se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 22.** Resultados obtenidos para fluido de perforación base Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.

<b>Temperatura (°f)</b>	<b><math>m_{entrada}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{salida}</math> (gr)</b>	<b><math>m_{evaporada}</math> (gr)</b>
120	149,7	146,8	2,9
140	149,5	144,8	4,7
160	149,4	141,4	8,0
180	149,2	136,8	12,4
200	148,3	129,6	18,7

Los resultados mostrados en la **Tabla 22.** y **Tabla 23.**, fueron obtenidos a una temperatura ambiente promedio 37,5°C, presión atmosférica de 729mmHg y una humedad relativa del 75%

La prueba de la retorta solo pudo ser tomada para las muestras de las temperaturas de referencia de 120°F, 160°F y 200°F, esto, por cuestiones de tiempo y de disponibilidad del equipo en campo. Se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 23.** Resultado de los porcentajes volumétricos y máxicos de las fases líquidas del fluido de perforación base Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.

<b>Temp. (°F)</b>	<b>Volumen</b>			<b>Masa</b>			
	<b>mL Agua</b>	<b>mL Aceite</b>	<b>mL Total</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>	<b>% Agua</b>	<b>% Aceite</b>
120	8	73	81	9,88	90,12	11,68	88,32
160	6	73	79	7,59	92,41	9,03	90,97
200	2	79	81	2,47	97,53	2,97	97,03

Una vez se obtuvieron los resultados de la prueba de la retorta, se procedió a realizar el balance de masa descrito en el numeral 5.4.1, de dónde se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 24.** Barriles evaporados del fluido de perforación base diésel Cotu relación 90/10 en condiciones de pozo.

<b>Temperatura (°F)</b>	<b><math>V_{Agua}</math> (bbl*h/ft<sup>2</sup>)</b>	<b><math>V_{Aceite}</math> (bbl*h/ft<sup>2</sup>)</b>	<b><math>V_{Total}</math> (bbl*h/ft<sup>2</sup>)</b>
120	0,00001	0,00062	0,00063

<i>160</i>	0,00058	0,00105	0,00163
<i>200</i>	0,00155	0,00222	0,00377

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO

En este capítulo se realizará el análisis correspondiente a los resultados presentados en el capítulo anterior, mediante el uso de gráficas que nos permitan ver el comportamiento de la evaporación en el fluido base aceite con respecto a las variables establecidas (área, temperatura y relación aceite-agua). Posteriormente se muestra el planteamiento de un modelo matemático para cuantificar la evaporación de las fases líquidas del fluido de perforación base aceite, el cual funcionará bajo unas condiciones y premisas.

### 6.1 DENSIDAD

La **Tabla 8.** muestran los resultados para la densidad del agua, diésel Cotu y diésel Coesgen.

Se evidencia que los resultados son congruentes, teniendo en cuenta que la densidad obtenida para el agua es de 0,99gr/cc, y la densidad teórica es de 1gr/cc, por lo que se asume que las mediciones de las densidades de los diéses son fiables. El desfase entre la densidad obtenida del agua y la densidad teórica, puede ser resultado de las condiciones externas que rodean al fluido (temperatura y presión)

En la **Tabla 9.** se muestra una diferencia de densidades con respecto a las bases diésel; el diésel Cotu tiene una densidad de 0.82gr/cc y el diésel Coesgen tiene una densidad de 0.85gr/cc. Se analizará la siguiente cromatografía (ver **Tabla 25.**), para mostrar por qué el Coesgen es más denso que el Cotu.

**Tabla 25.** Cromatografía Cotu y Coesgen

Componente	Diésel cotu fracción (%)	Diésel coesgen fracción (%)	BP (°C)
<b>C9</b>	10,42	16.24	150
<b>C10</b>	5,92	11.93	169
<b>C11</b>	5,35	7.64	188
<b>C12</b>	4,79	3.73	207
<b>C13</b>	6,48	3.02	225
<b>C14</b>	7,32	1.20	242
<b>C15</b>	8,45	1.51	259
<b>C16</b>	7,04	1.51	275
<b>C17</b>	7,04	1.30	291
<b>C18</b>	10,7	1.95	306
<b>C20</b>	8,17	2.6	335

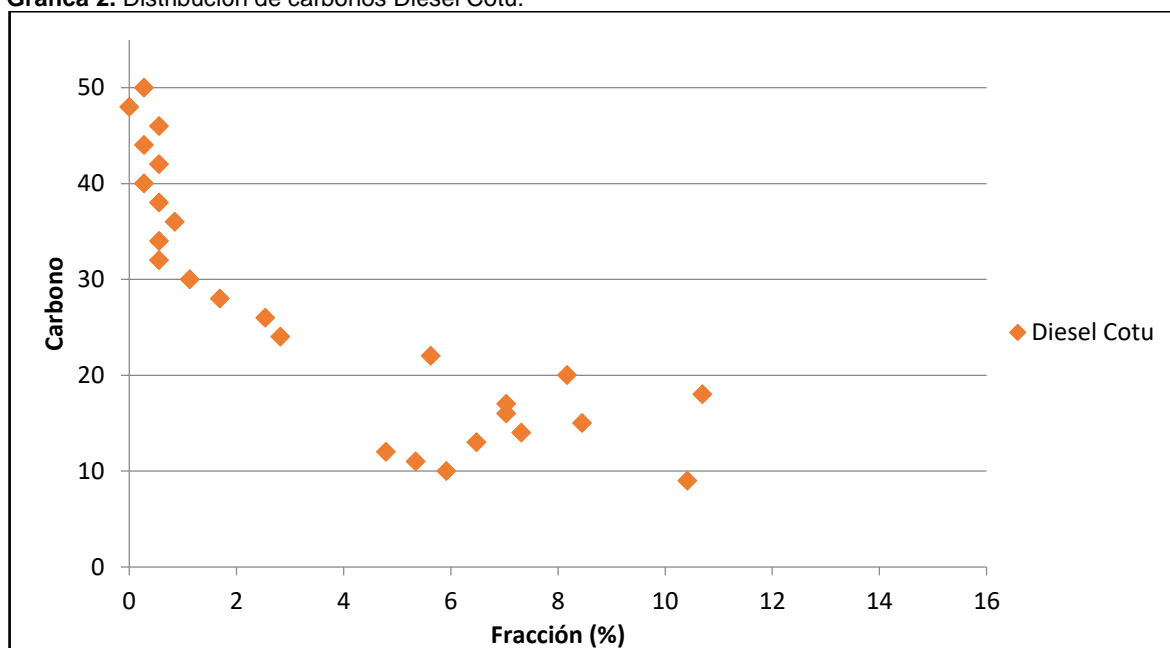
Tabla 25. (Continuación)

Componente	Diésel cotu fracción (%)	Diésel coesgen fracción (%)	BP (°C)
C22	5,63	3.46	362
C24	2,82	3.90	387
C26	2,54	3.46	411
C28	1,69	4.50	433
C30	1,13	3.90	453
C32	0,56	3.68	471
C34	0,56	3.68	489
C36	0,85	3.68	504
C38	0,56	3.90	519
C40	0,28	3.90	532
C42	0,56	3.68	545
C44	0,28	3.03	556
C46	0,56	2.60	566
C48	0	-	576
C50	0,28	-	584
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	

FUENTE: EQUION Energía.

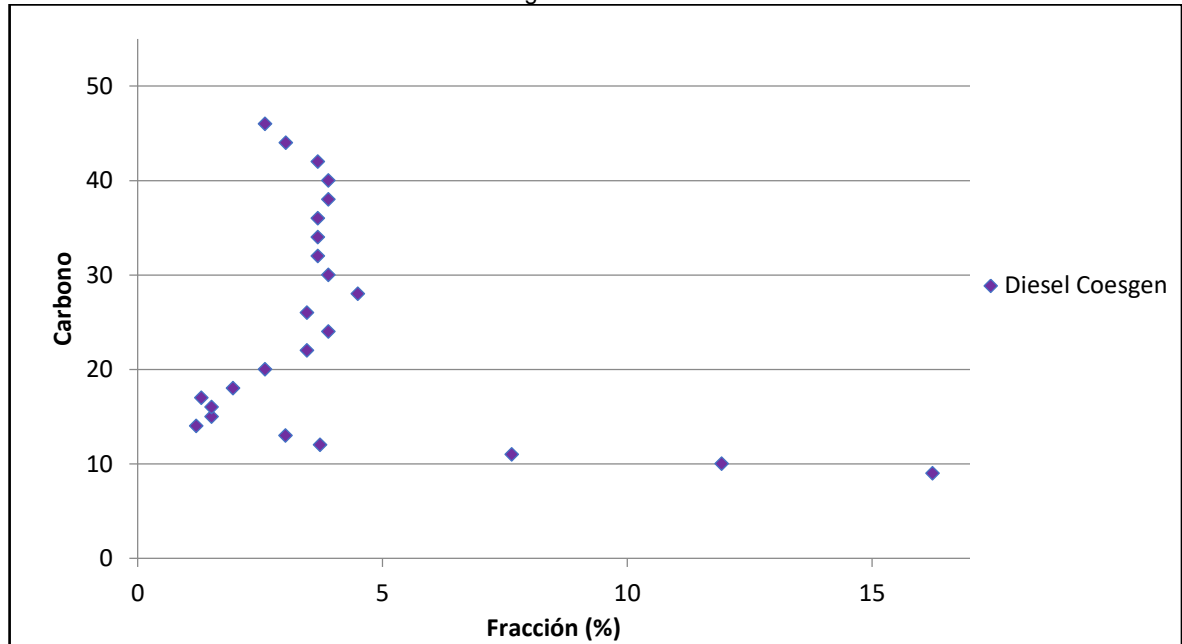
Si se toman los datos de la **Tabla 25.** y se realiza la **Gráfica 2.**, y **Gráfica 3.** de distribución de la composición de cada diésel, se tiene:

**Gráfica 2.** Distribución de carbonos Diésel Cotu.





**Gráfica 3.** Distribución de carbonos Diésel Coesgen.



Al obtener la distribución por carbonos de cada diésel se tiene la **Tabla 26**.

**Tabla 26.** Distribución de carbonos por secciones

	<b>Cotu</b>	<b>Coesgen</b>
<b>C9-C20</b>	7.43%	4.78%
<b>C20-C30</b>	3.17%	3.83%
<b>C30-C50</b>	0.51%	3.56%

La **Gráfica 2**. muestra la distribución de la cromatografía del Cotu y se puede observar que hay concentración de carbonos C9 a C20 en el orden del 5% al 12%, con un promedio del 7.42%, como se observa en la **Tabla 26**.; por otro lado, los carbonos pesados del C30 al C50 tienen una tendencia a mantenerse en un promedio del 0.51%, lo que nos puede resumir que el Cotu es un diésel con alto contenido de carbonos livianos (C9 al C20).

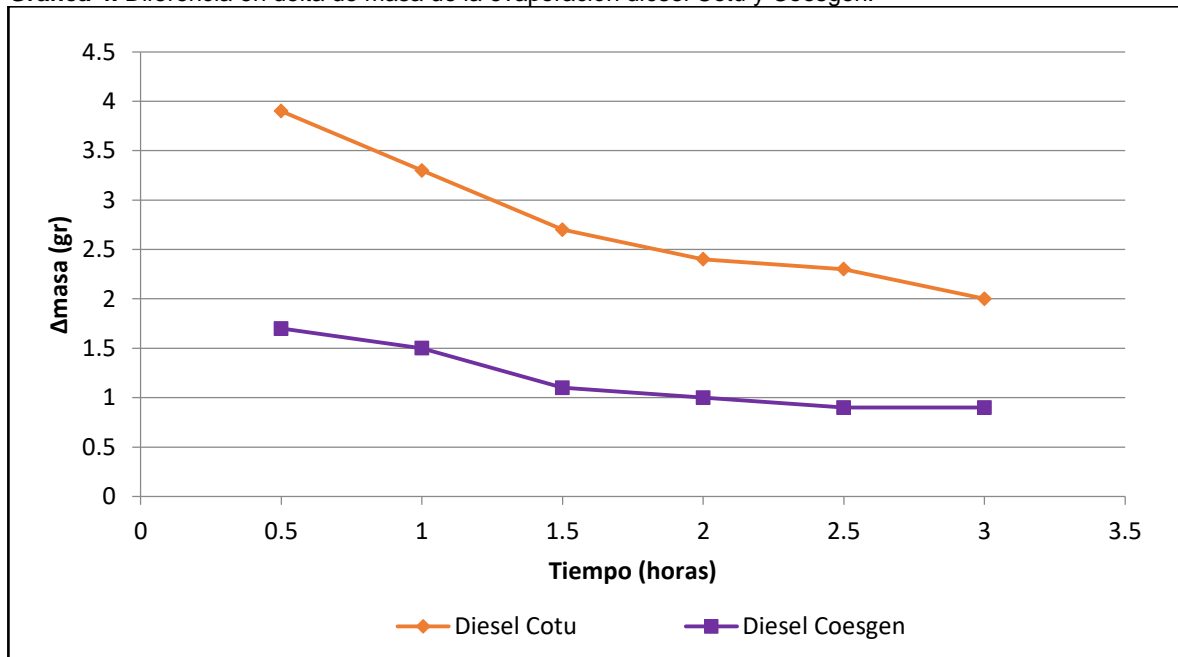
Al observar la **Gráfica 3**. se puede llegar a la conclusión que el Diésel Coesgen tiene mayor contenido de carbonos pesados, por lo que causaría un aumento de la densidad con respecto al diésel Cotu de 0,03gr/cc. Se mantiene una tendencia casi recta en el eje vertical en el orden del 3,56% cuando se observa la distribución del C30 al C50. A pesar que el carbono C9 tiene una fracción del 16.24%, esto no logra que el Coesgen sea más liviano que el Cotu.

## 6.2 EVAPORACIÓN DE LAS BASES CONTINUAS

Como se vio en la sección anterior, el Cotu y el Coesgen tienen diferentes fracciones de masa en el contenido de carbonos; como resultado, el Coesgen tiene un mayor porcentaje de contenidos de carbonos pesados que el Cotu; por su diferencia, se realizó la prueba de evaporación de los diéseles sin ningún aditivo, es decir, la sustancia pura, esto con el propósito de determinar la diferencia en evaporación de manera cuantitativa de las dos bases.

La **Gráfica 4.** muestra los resultados mostrados de la **Tabla 10.**, en dónde se evidencia la diferencia de masa evaporada de diésel Cotu con respecto al diésel Coesgen, en un intervalo de tres horas.

**Gráfica 4.** Diferencia en delta de masa de la evaporación diésel Cotu y Coesgen.



El delta de masa en gramos es determinado cada media hora, la **Gráfica 4.** muestra que el Diésel Coesgen se evapora en menor proporción que el Diésel Cotu, en una relación promedio de 1:2.4, indicando que por cada gramo evaporado de Coesgen se evaporara en promedio 2.4gr de Cotu.

Cuando se relacionan estos resultados con los resultados de cromatografía de la sección anterior (ver **Tabla 25.**), se determina que el Coesgen se evapora menos que el Cotu, debido a que éste último contiene una mayor cantidad de carbonos livianos que el Coesgen, generando una mayor evaporación, debido a que las partículas de C9 a C20 se desprenden más fácil de la sustancia.

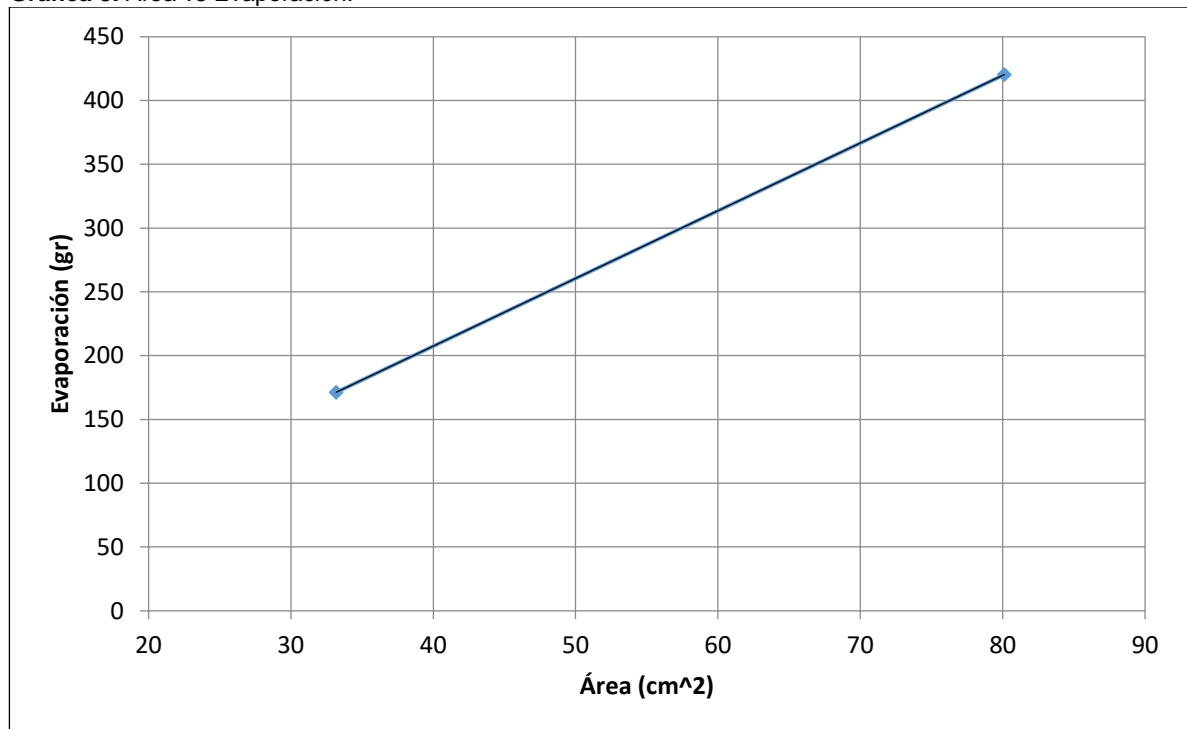
Otro punto para analizar es la tendencia que tiene la gráfica; en un principio se esperaba que la evaporación reflejara un comportamiento constante con respecto al tiempo, pero en la primera hora el delta de masa es mayor con respecto a las dos horas restantes, mostrando que en la primera hora hay mayor masa evaporada. Se justifica este proceso porque primero se evaporan los contenidos de carbonos livianos, mientras que en la segunda hora y en la tercera hora, va quedando los carbonos pesados que no se evaporan con facilidad.

### 6.3 EFECTO DEL ÁREA EN LA EVAPORACIÓN

Una de las variables que más influye en el proceso de evaporación es el área superficial con la que está expuesto el fluido. Según los conceptos investigados en el marco teórico, a mayor área de exposición del fluido con el medio, mayor será la evaporación.

La **Gráfica 5.**, muestran la relación que hay entre la evaporación y el área de contacto superficial del fluido. Para la realización de esta gráfica se tomaron los valores de la **Tabla 11.**, donde la sustancia usada para estas pruebas es el agua.

**Gráfica 5.** Área vs Evaporación.



A partir de la **Gráfica 5**. se establece la relación de la evaporación con respecto al área de contacto del fluido con el medio; para esto se determina la fórmula de la recta que representa la gráfica a partir de la siguiente ecuación:

**Ecuación 11.** Línea recta.

$$y = mx + b$$

Dónde:

y: ordenada

m: pendiente

x: abscisa

b: punto de intersección en la ordenada (intercepto)

Para hallar la pendiente se hace uso de la siguiente ecuación:

**Ecuación 12.** Pendiente de una recta.

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Dónde:

m: pendiente de la recta

y: punto de la ordenad

x: punto de la abscisa

$$m = \frac{420.1 - 171.2}{80.12 - 33.18}$$

$$m = 5.3025$$

Para determinar el punto de intercepción (*b*) de la ecuación de la recta, se reemplaza en esta la pendiente (*m*) un punto de la **Gráfica 5**. en x y en y:

$$171.2 = 33.18 * 5.3025 + b$$

$$b = -4.73695$$

Si se reemplaza la variable y por *E* (Evaporación) y la variable x por *A* (área) se tiene que:

**Ecuación 13.** Evaporación del agua en términos de área.

$$E = 5.3025 * A - 4.73695$$

Al remplazar en la **Ecuación 13**. un área de 40cm<sup>2</sup> el resultado de la evaporación es 207.36 gramos, al duplicar el área de contacto (80cm<sup>2</sup>) la evaporación es, 419.46 gr, indicando que la masa evaporada se duplicó.

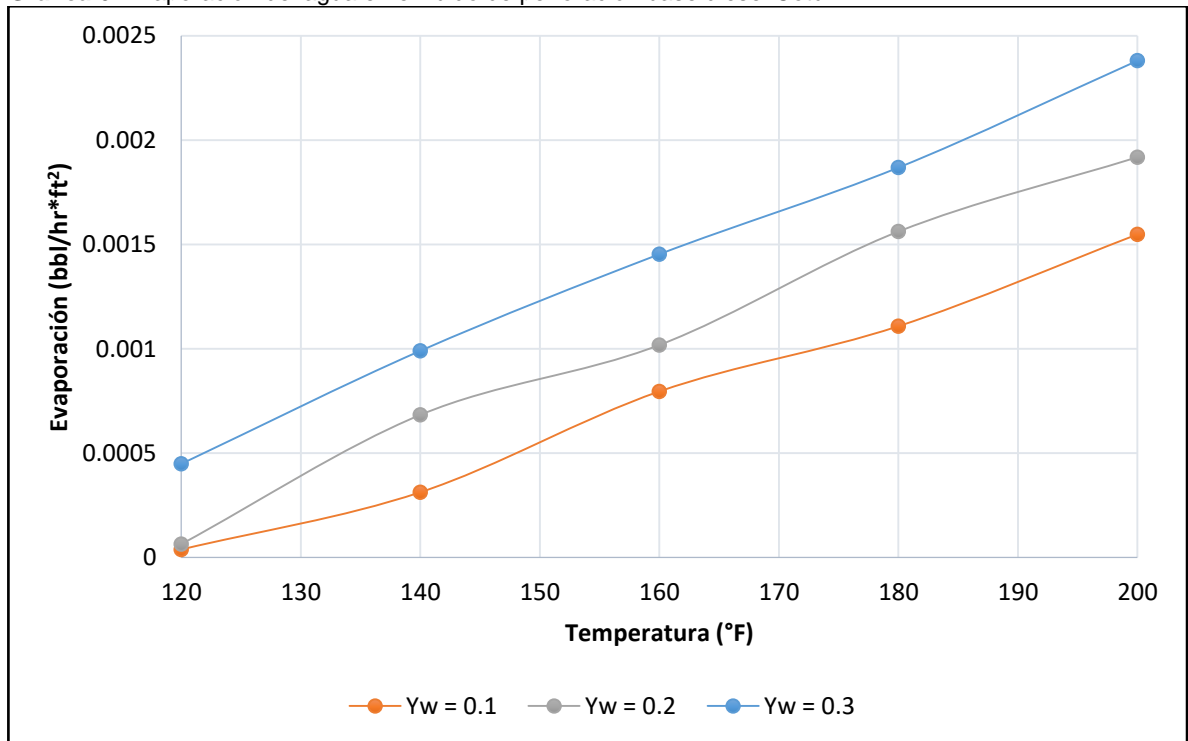
Por lo tanto, a partir de la **Ecuación 13**, se puede asumir y determinar que la relación existente entre el área y la evaporación es de 1:1, es decir, por cada  $\text{ft}^2$  que aumente el área, se evapora un 1 gr más de fluido de perforación.

## 6.4 EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En esta sección se analiza el comportamiento de la evaporación de las fases líquidas. Las variables que serán evaluadas a continuación, serán la temperatura y la relación agua-aceite.

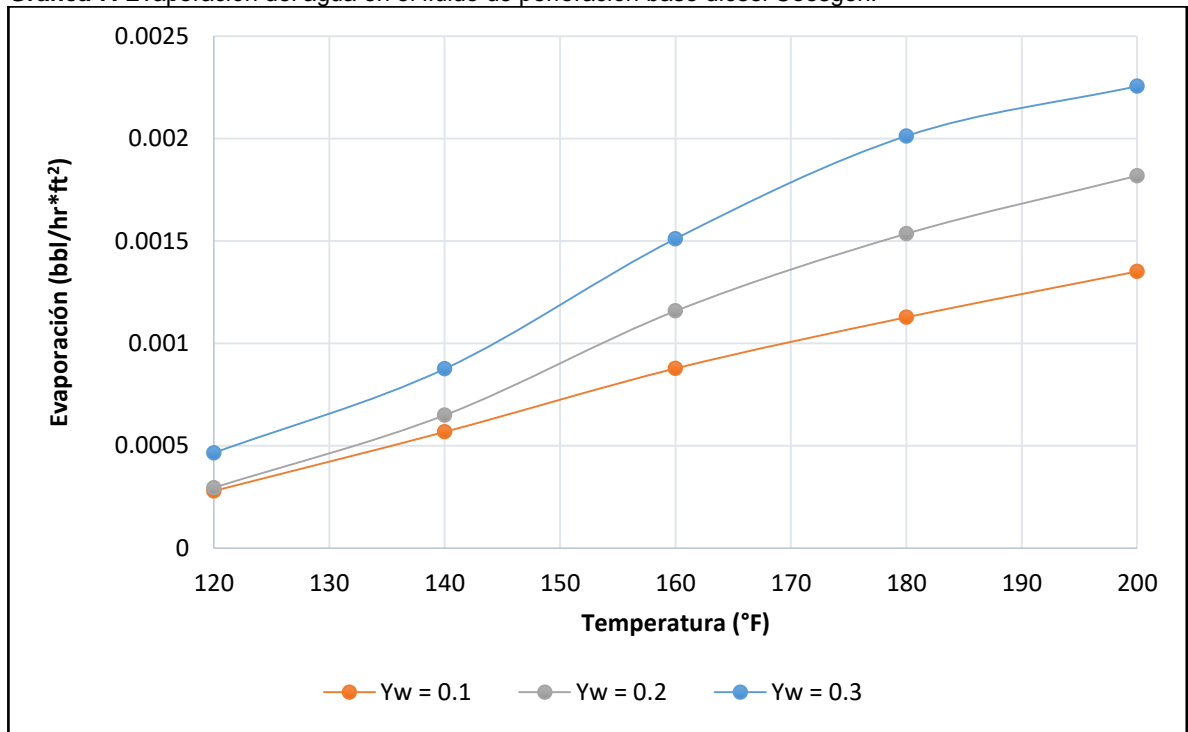
**6.4.1 Evaporación del agua.** Se analizará el comportamiento de la evaporación del agua en los fluidos de perforación utilizados las pruebas de laboratorio. La construcción de la **Gráfica 6**, y la **Gráfica 7**, se realizaron a partir la **Tabla 20**, y la **Tabla 21**, con los datos de los volúmenes de agua evaporados.

**Gráfica 6.** Evaporación del agua en el fluido de perforación base diésel Cotu.



En la **Gráfica 6**, se puede observar cómo la evaporación del agua aumenta con el incremento de la temperatura del fluido de perforación; el contenido de agua evaporado es proporcional a la fracción de agua del fluido, es decir, a mayor contenido de agua, mayor es la cantidad de agua evaporada.

**Gráfica 7.** Evaporación del agua en el fluido de perforación base diésel Coesgen.

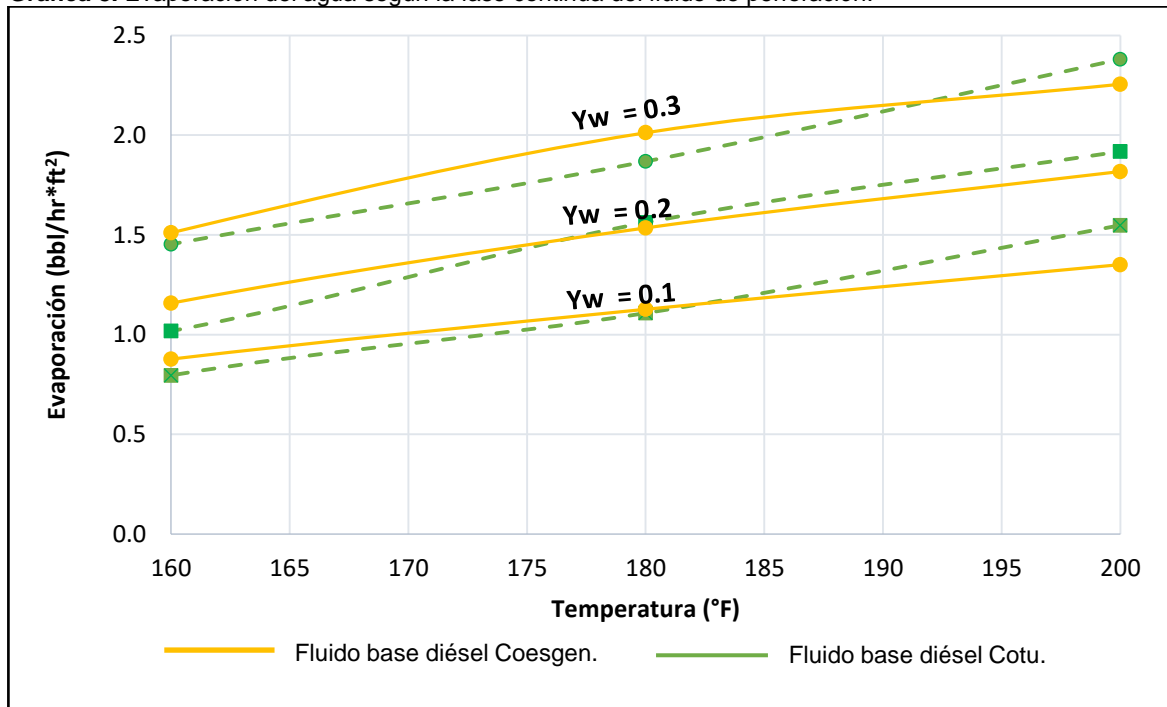


La **Gráfica 7.** muestra que la cantidad de agua evaporada es proporcional al aumento de la temperatura del fluido de perforación y de la fracción de agua contenida en este. Se observa que para la fracción de 10% y del 20% de agua, la evaporación ocurre prácticamente en la misma cantidad para las temperaturas de 120°F y 140°F; estos resultados pudieron ser generados por una imprecisión en la lectura de los mililitros arrojados en la prueba de la retorta.

Si se analiza la **Gráfica 6.** y la **Gráfica 7.** en conjunto, la primera conclusión que se puede realizar, es que los resultados de las pruebas de laboratorio son congruentes para esta fase, ya que, en ambos casos se presentó que la mayor evaporación de agua ocurre en aquellos fluidos de perforación que tienen un mayor contenido de agua en su formulación. Hubiese sido incoherente, un caso donde un fluido de perforación con 90% de aceite y 10% de agua, presentará mayor cantidad de agua evaporada, comparado con un fluido de perforación 70% aceite y 30% agua.

Si se compara la evaporación a las temperaturas de 160°F, 180°F y 200°F en los dos fluidos como se muestra en la **Gráfica 8.**, se puede ver que los resultados son prácticamente iguales y en ambos casos éstos muestran una tendencia de una línea recta; por lo que se asume que el agua se evapora en las mismas proporciones sin importar el fluido de la base continua.

**Gráfica 8.** Evaporación del agua según la fase continua del fluido de perforación.



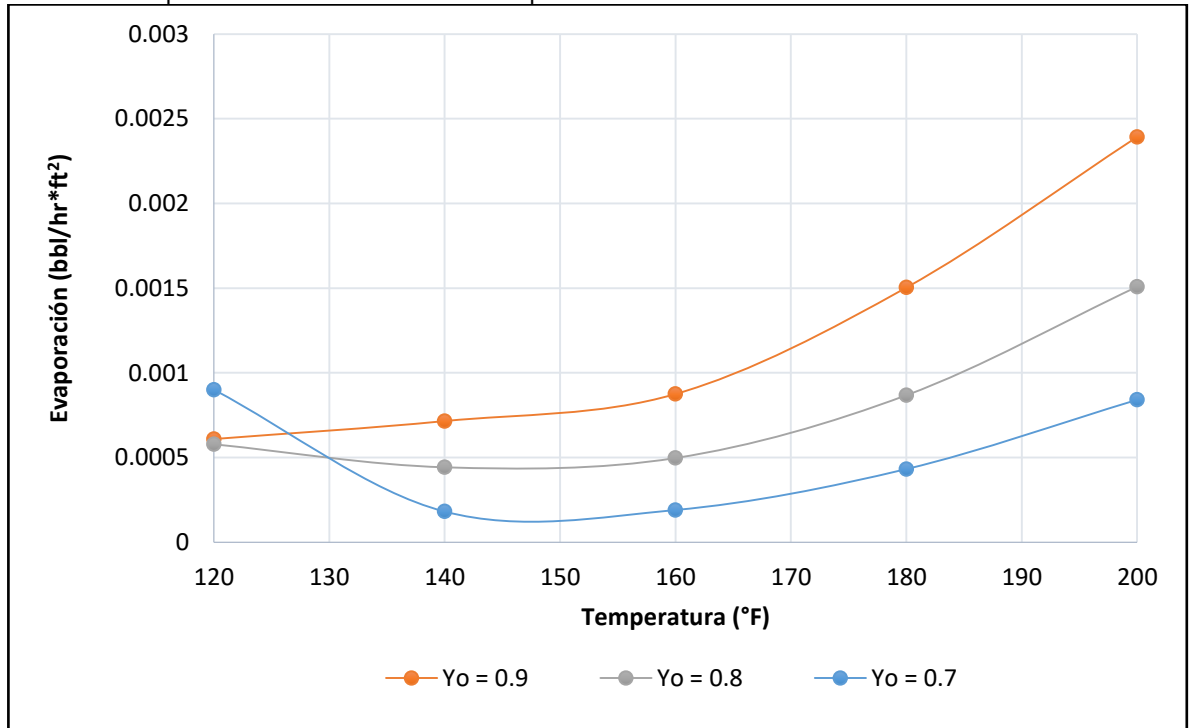
**6.4.2 Evaporación del aceite.** Se evaluará el comportamiento de la evaporación del aceite, con la **Gráfica 9.**, y la **Gráfica 10.**, que fueron construidas con los resultados de la **Tabla 20.** y la **Tabla 21.** respectivamente.

La **Gráfica 9.**, a comparación de las gráficas de evaporación de agua, muestra un comportamiento curvo. La máxima evaporación se da en el punto máximo de temperatura (200°F). Se observa que las tres curvas de la gráfica tienen un comportamiento independiente, ya que la forma que representa a cada curva es diferente una de la otra. La evaporación del aceite, es proporcional al contenido de aceite en el fluido de perforación.

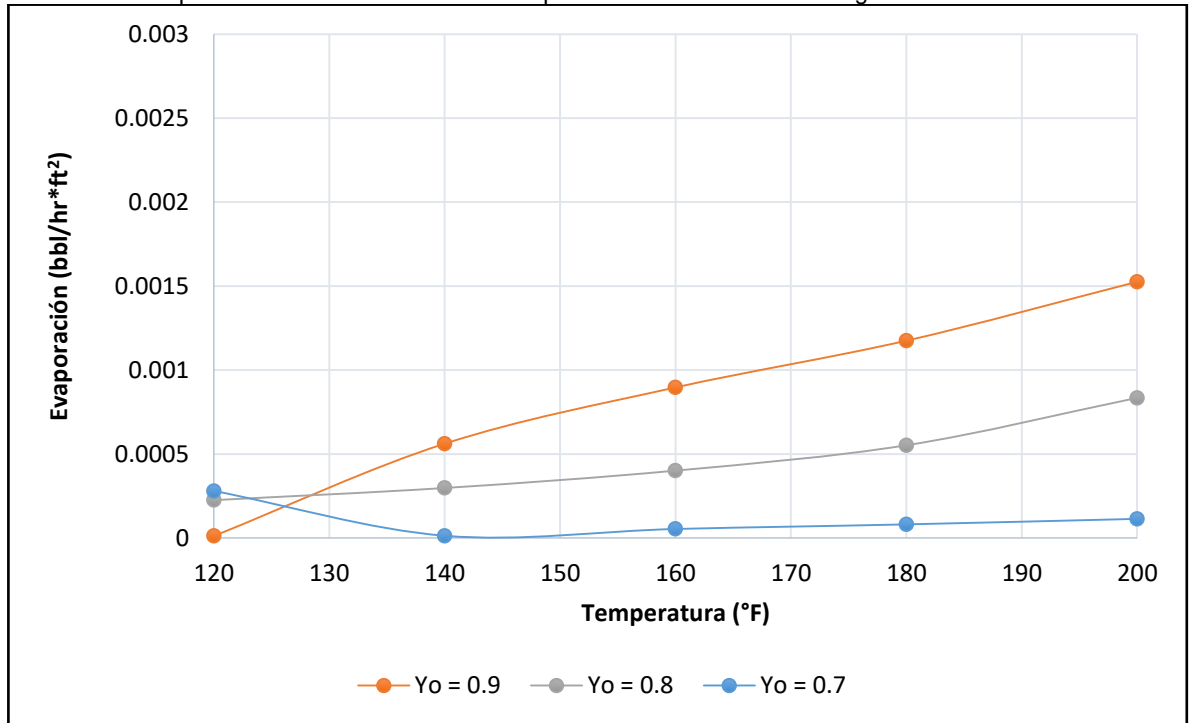
El comportamiento que representa la curva de la fracción de aceite de 70% a la temperatura de 120°F, se puede presentar por la falta de estabilización del modelo a esta temperatura, este fenómeno se explica más adelante.

La **Gráfica 10.** muestra un comportamiento prácticamente lineal con respecto a la evaporación de la fase aceitosa del fluido de perforación, la evaporación de Coesgen es proporcional a temperatura. Por otro lado, se observa que para la fracción del 70%, la evaporación sucede en mínimas cantidades con respecto a las fracciones de 80% y 90%. Al igual que en el fluido base Cotu, la curva de fracción de aceite de 70% para el punto de 120°F, muestra una incongruencia.

**Gráfica 9.** Evaporación del aceite en el fluido de perforación base diésel Cotu.



**Gráfica 10.** Evaporación del aceite en el fluido de perforación base diésel Coesgen.





Como era de esperarse, al comparar la **Gráfica 9.** y la **Gráfica 10.**, el fluido de perforación que menos se evapora, es aquel cuya fase continua tiene mayor gravedad específica, es decir el fluido base diésel Coesgen, se evidencia que al igual que en los resultados de evaporación de los diéseles puros, éste es el diésel que menos se evapora.

En ambos casos, a la temperatura de 120°F, se presenta una mayor evaporación en los fluidos cuya fracción de aceite es del 70%; la fracción del 90% es la que se evapora en menor cantidad para el caso del fluido base Coesgen, y para el fluido base Cotu, se evapora prácticamente en la misma proporción que el fluido cuya fracción de aceite es del 80%. Este suceso, se justifica con dos argumentos principales:

- **Estabilización del modelo:** en términos generales, los modelos matemáticos toman un tiempo o un rango en el que buscan una estabilización, luego de este punto el modelo encuentra una tendencia. [Orlando Vanegas]
- **Precisión de la retorta:** en el intervalo de temperatura de 120°F a 140°F, la cantidad de masa que se evapora poca, y es posible que la prueba de la retorta no detecte el cambio exacto en el volumen de agua y aceite que se evaporo debido a la precisión y exactitud del equipo. [Sebastián Mesa]

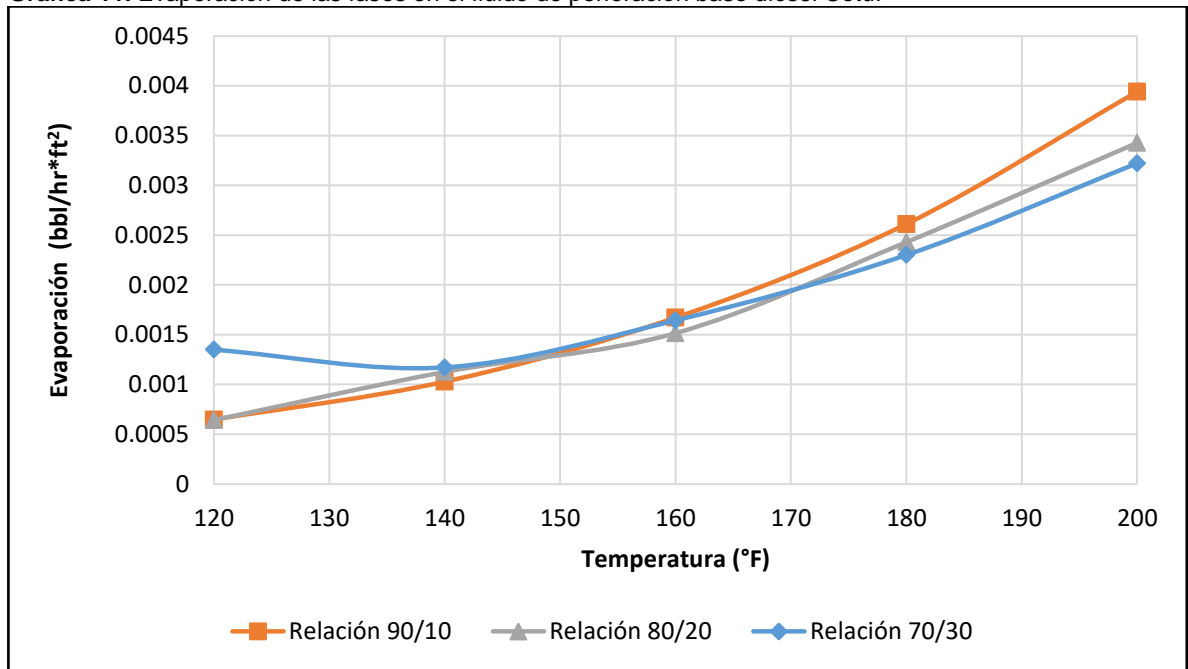
Luego de la estabilización del modelo, se puede ver en ambas gráficas, que la mayor cantidad de aceite que se evapora, se encuentra en las curvas cuya fracción de aceite es del 90% y donde menos se evapora es en aquellas cuya fracción es del 70%; concluyendo que la evaporación de la fase de aceite es directamente proporcional a la fracción de este fluido de perforación.

Cuando se compara el fluido de perforación de base continua diésel Cotu y diésel Coesgen, y se correlaciona con las gráficas de distribución de cromatografía (ver **Gráfica 2.** y **Gráfica 3.**), se concluye que la gravedad específica del fluido y su densidad tiene gran influencia en la evaporación del fluido de perforación, ya que el diésel Coesgen con gravedad específica de 0.85 se evapora en menor cantidad que el diésel Cotu con gravedad específica de 0.82.

La validez de las gráficas se evidencia en el comportamiento que hay entre las curvas. La curva donde la fracción de aceite es del 80% muestra una evaporación entre las curvas de 90% y 70%, lo que indica que los resultados graficados tienen congruencia y dan confiabilidad a la hora de realizar un modelo matemático.

**6.4.3 Evaporación total.** La evaporación hace referencia a la evaporación de las fases líquidas del fluido de perforación, es decir, la evaporación de agua y de aceite. Se realiza la **Gráfica 11.** y la **Gráfica 12.**, con los resultados de la **Tablas 20.** y **Tabla 21.** respectivamente.

**Gráfica 11.** Evaporación de las fases en el fluido de perforación base diésel Cotu.

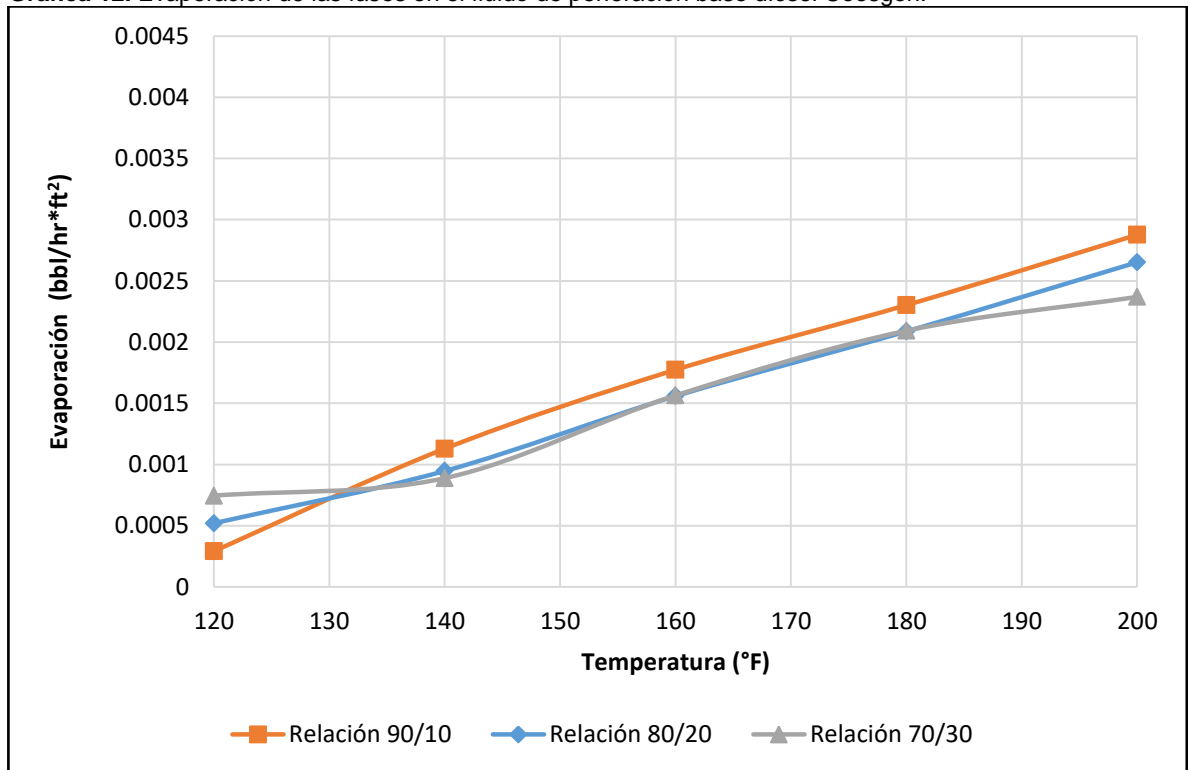


La **Gráfica 11.** muestra la evaporación total, del fluido de perforación base Cotu, en la cual se puede analizar que hay un margen muy estrecho entre la cantidad de evaporación entre las curvas, interpretando que la evaporación en un fluido perforación Diésel Cotu aumenta con la temperatura, pero su cantidad agua y aceite evaporada va depender de la relación agua-aceite. El punto de la curva de 120°F, que representa la relación agua aceite del fluido base Cotu, puede ser un error resultado de la precisión de la retorta.

La evaporación total del fluido de perforación base Coesgen, se muestra en la **Gráfica 12.**, se caracteriza por que el comportamiento es apropiadamente lineal y la mayor evaporación está representada por el fluido cuya relación aceite-agua es de 90/10, mientras que las relaciones de 80/10 y 70/10, muestran una cantidad de fluido evaporado prácticamente igual.

En ambos casos, se puede asumir que la evaporación total de los dos fluidos de perforación, muestran la misma tendencia a la registrada para la evaporación de la fase de aceite, es decir, para el caso de la evaporación del fluido base Cotu, la tendencia de la gráfica es curva, para el caso del fluido base Coesgen es línea; sin importar la relación agua aceite de cada uno de los fluidos, puede asumirse que la evaporación total es igual en cada relación.

**Gráfica 12.** Evaporación de las fases en el fluido de perforación base diésel Coesgen.



## 6.5 EFECTO DE LAS CONDICIONES DEL AMBIENTE

Debido a que los resultados expuestos anteriormente, fueron obtenidos a partir de las pruebas desarrolladas en el laboratorio, se hacía necesario determinar qué tanta influencia tienen las condiciones externas, es decir, el ambiente, en el proceso de evaporación de los fluidos de perforación.

Se realizaron exactamente las mismas pruebas realizadas en el laboratorio (temperatura promedio 18°C, humedad relativa 45% y presión atmosférica 560 mmHg), pero a condiciones de pozo (temperatura ambiente promedio 37,5°C, presión atmosférica de 729mmHg y una humedad relativa del 75%).

Para comparar los dos resultados se grafican los valores del diésel Cotu relación aceite-agua 90/10 a las dos condiciones, como se muestra en la **Gráfica 13**.

**Gráfica 13.** Variación másica de la evaporación a condiciones de laboratorio y condiciones de pozo.



Como se evidencia en la **Gráfica 13.**, las condiciones ambientales de presión, temperatura y humedad relativa no difieren en mayor proporción; interpretando de tal manera, que las condiciones ambientales no tienen gran influencia en la evaporación de los fluidos.

## 6.6 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO

En esta sección se realizará el desarrollo del modelo matemático bajo unas condiciones de aplicabilidad. Primero se realiza el modelamiento de la fase acuosa y posteriormente del aceite. Se van a utilizar las gráficas previamente expuestas, pero con diferente formato.

**6.6.1 Premisas para la creación del modelo matemático.** Las premisas que rigen el modelo matemático son las siguientes:

*Premisa 1:* un modelo matemático es un conjunto de funciones y correlaciones que describen el comportamiento de una variable dependiente con respecto a una variable independiente.

*Premisa 2:* se asume que la fase del agua se comporta de la misma forma en el fluido de perforación base Cotu y base Coesgen, ya que la cantidad de agua evaporada es igual en ambos fluidos.

*Premisa 3:* el rango de temperatura para la cual aplica el modelo es de 140°F a 200°F

*Premisa 4:* las relaciones aceite-agua que aplican son entre 70/30 y 90/10, es decir, el aceite puede tomar unos valores entre el 70% y el 90%, mientras que el agua toma valores entre el 10% y el 30%.

*Premisa 5:* el área superficial es directamente proporcional a la evaporación, en una relación 1:1.

*Premisa 6:* el fluido de perforación base diésel Cotu y el base diésel Coesgen se evaporan en cantidades diferentes, debido a su gravedad específica.

*Premisa 7:* se tendrá una correlación para cada una de las fracciones volumétricas de la fase aceitosa para cada fluido de perforación.

*Premisa 8:* no se tomarán los efectos de las condiciones del ambiente (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa y velocidad del viento), ya que estos no tienen mayor influencia sobre los resultados.

*Premisa 9:* el modelo matemático quedará en términos de fracción de aceite ( $Y_o$ ), temperatura en grados Fahrenheit ( $T(^{\circ}F)$ ) y área superficial de contacto ( $A(ft^2)$ ), dando como resultado barriles evaporados en una hora en cantidad determinada de área.

**6.6.2 Ecuación para la evaporación del agua.** Se toma la **Gráfica 6.** de la evaporación del agua y se halla la línea de tendencia de cada curva con su respectiva ecuación lineal. Como se muestra en la **Gráfica 14.**

Se tienen las tres ecuaciones lineales:

$$y = 2.2x10^{(-5)} * x - 0.0022 \quad (1) \quad Y_w = 0.3$$

$$y = 2.2x10^{(-5)} * x - 0.0023 \quad (2) \quad Y_w = 0.2$$

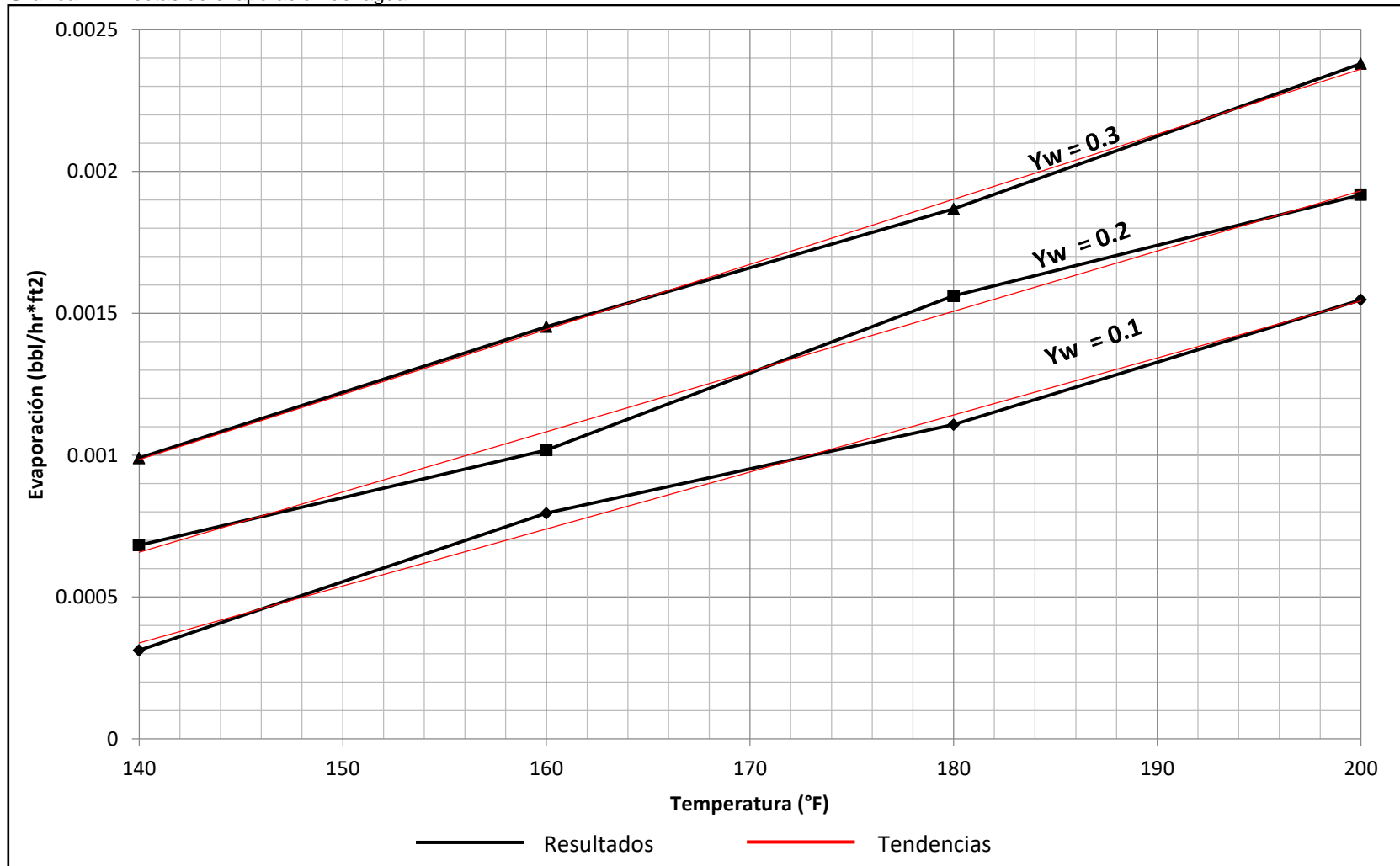
$$y = 2.2x10^{(-5)} * x - 0.0025 \quad (3) \quad Y_w = 0.1$$

Al comparar las tres ecuaciones lineales, se observa que la pendiente es igual y por lo tanto la pendiente que va representar la gráfica de evaporación del agua viene dada por el valor de  $m = 2.2x10^{(-5)}$ . Para esta ecuación el valor de  $x$  es la temperatura ( $^{\circ}F$ ). La ecuación que representa esta grafica en términos de evaporación y temperatura es del modo:

**Ecuación 14.** Ecuación general de evaporación de agua.

$$E = 2.2x10^{(-5)} * T(^{\circ}F) + b$$

Gráfica 14. Rectas de evaporación del agua.



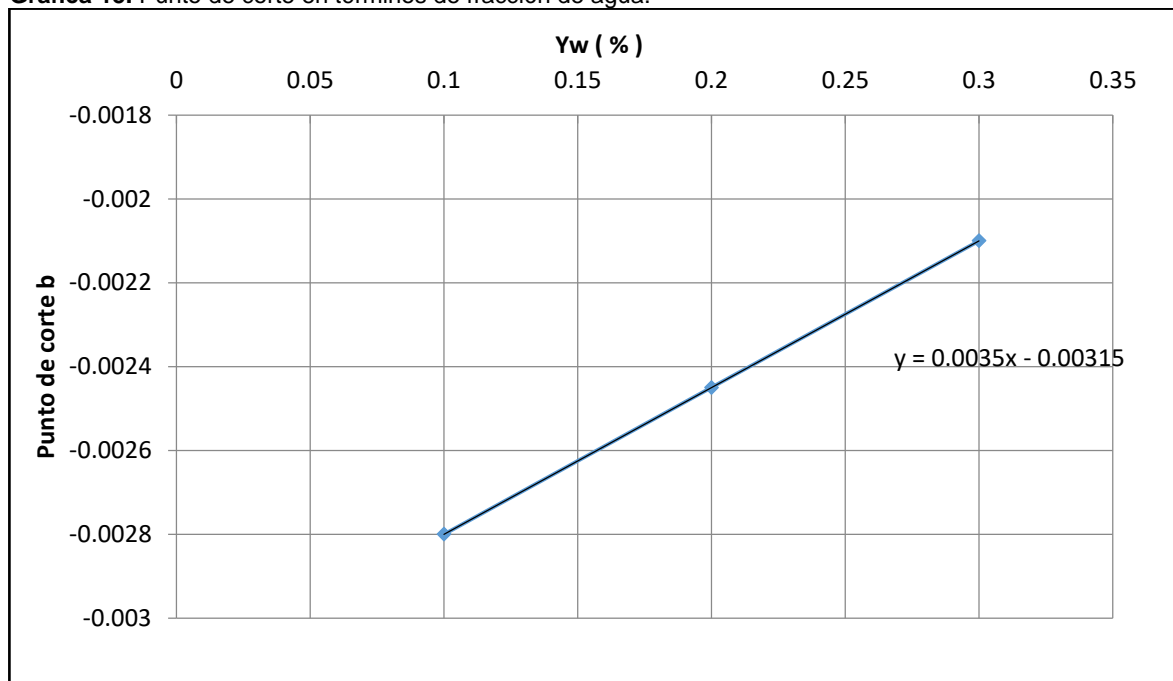
El siguiente procedimiento a realizar es colocar el punto de corte  $b$  en términos de la fracción del agua  $Y_w$  para que la ecuación tenga movimiento en el eje  $x$  y entre las líneas de fracción del agua.

Se realiza un ajuste en el punto de corte, de tal forma que el espaciamiento quede lineal y pueda ser representado en una sola ecuación.

**Tabla 27.** Puno de corte dependiente de  $Y_w$ .

$Y_w$	$b$
0.1	-0.0028
0.2	-0.00245
0.3	-0.0021

**Gráfica 15.** Punto de corte en términos de fracción de agua.



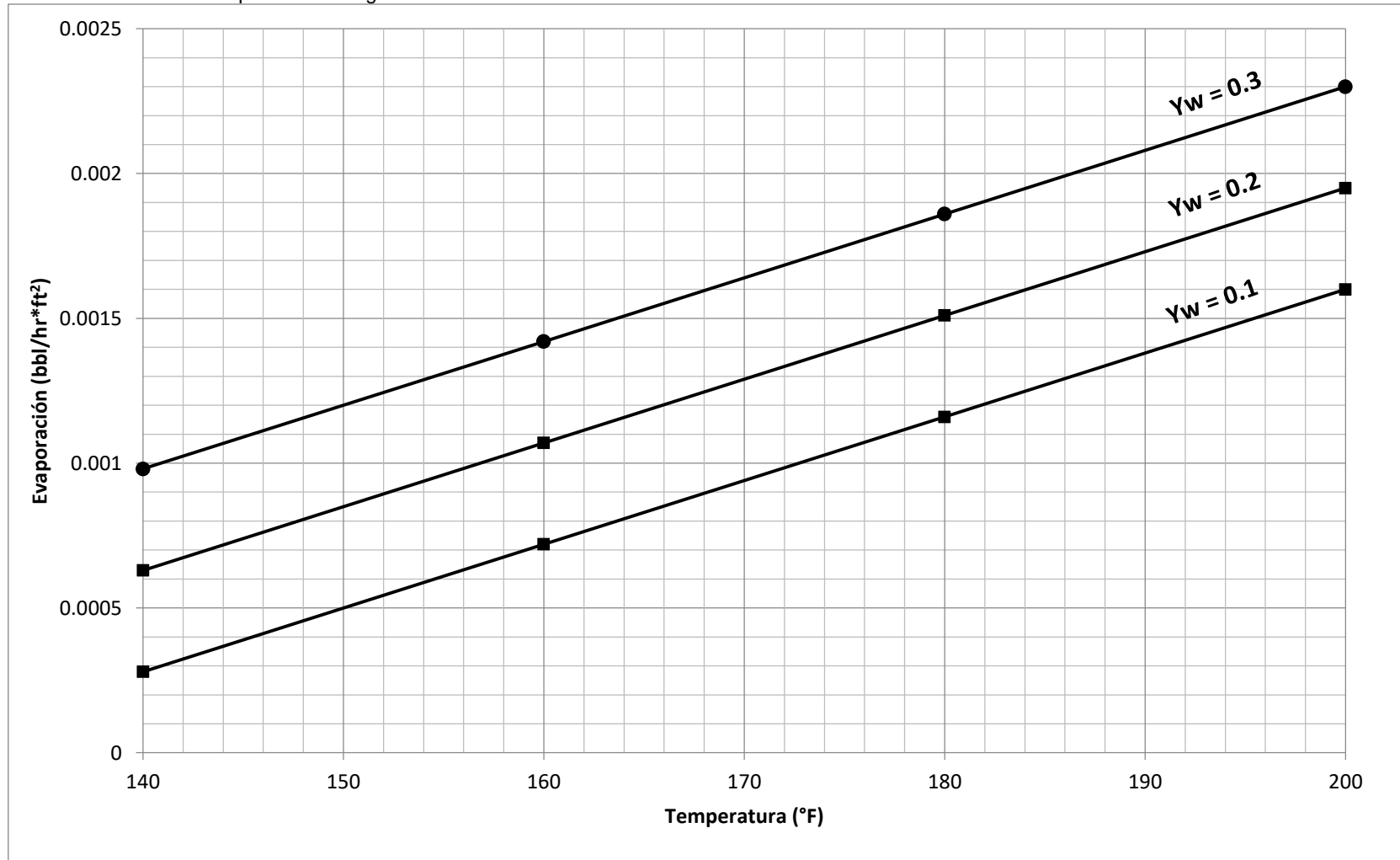
Por lo tanto, la ecuación que representa la **Gráfica 15.** en términos de  $Y_w$  sería  $b = 0.0035x - 0.00315$ . Con el fin de dejar todo en términos de fracción de aceite se realiza la siguiente ecuación:

$$1 = Y_w + Y_o$$

$$Y_w = 1 - Y_o$$

Si se reemplaza  $b$  en la **Ecuación 14.** se obtiene la ecuación final que representa la evaporación del agua, en términos de  $E$  ( $bb/hr \cdot ft^2$ ),  $T$  ( $^{\circ}F$ ) y  $Y_o$  (%), y se multiplica por el área superficial de los tanques, se tiene:

Gráfica 16. Modelo de vaporación del agua.





**Ecuación 15.** Evaporación del agua.

$$E_w = (2 \times 10^{-5}) * T(^{\circ}F) + 0.0035 * (1 - Y_o) - 0.00315) * A(ft^2)$$

La **Ecuación 15**. Describe el comportamiento de la evaporación del agua como se observa en la **Gráfica 16**.

### 6.6.3 Ecuación de evaporación del fluido de perforación base diésel Cotu.

La evaporación del diésel Cotu tiene un comportamiento muy diferente a la evaporación del agua y a la evaporación del Coesgen. Además, cada porcentaje de aceite tiene una curva diferente de la otra, por lo que el resultado será un conjunto de funciones dependientes de la fracción del aceite.

El conjunto de ecuaciones que representa cada curva de la **Gráfica 17**. se muestra a continuación, el procedimiento para llegar a ellas se describe en **ANEXO E**.

**Ecuación 16.** Evaporación diésel Cotu;  $Y_o=0,9$ .

$$E_o = (4.56 * 10^{-07}) * T^2 - 1.19 * 10^{-4} * T + 9.92 * 10^{-3}) * A \quad Y_o = 0,9$$

**Ecuación 17.** Evaporación diésel Cotu;  $Y_o=0,85$ .

$$E_o = (4.11 * 10^{-07}) * T^2 - 1.18 * 10^{-4} * T + 9.04 * 10^{-3}) * A \quad Y_o = 0,85$$

**Ecuación 18.** Evaporación diésel Cotu;  $Y_o=0,8$ .

$$E_o = (3.66 * 10^{-07}) * T^2 - 1.07 * 10^{-4} * T + 8.26 * 10^{-3}) * A \quad Y_o = 0.80$$

**Ecuación 19.** Evaporación diésel Cotu;  $Y_o=0,75$ .

$$E_o = (3.08 * 10^{-07}) * T^2 - 9.08 * 10^{-5} * T + 6.99 * 10^{-3}) * A \quad Y_o = 0.75$$

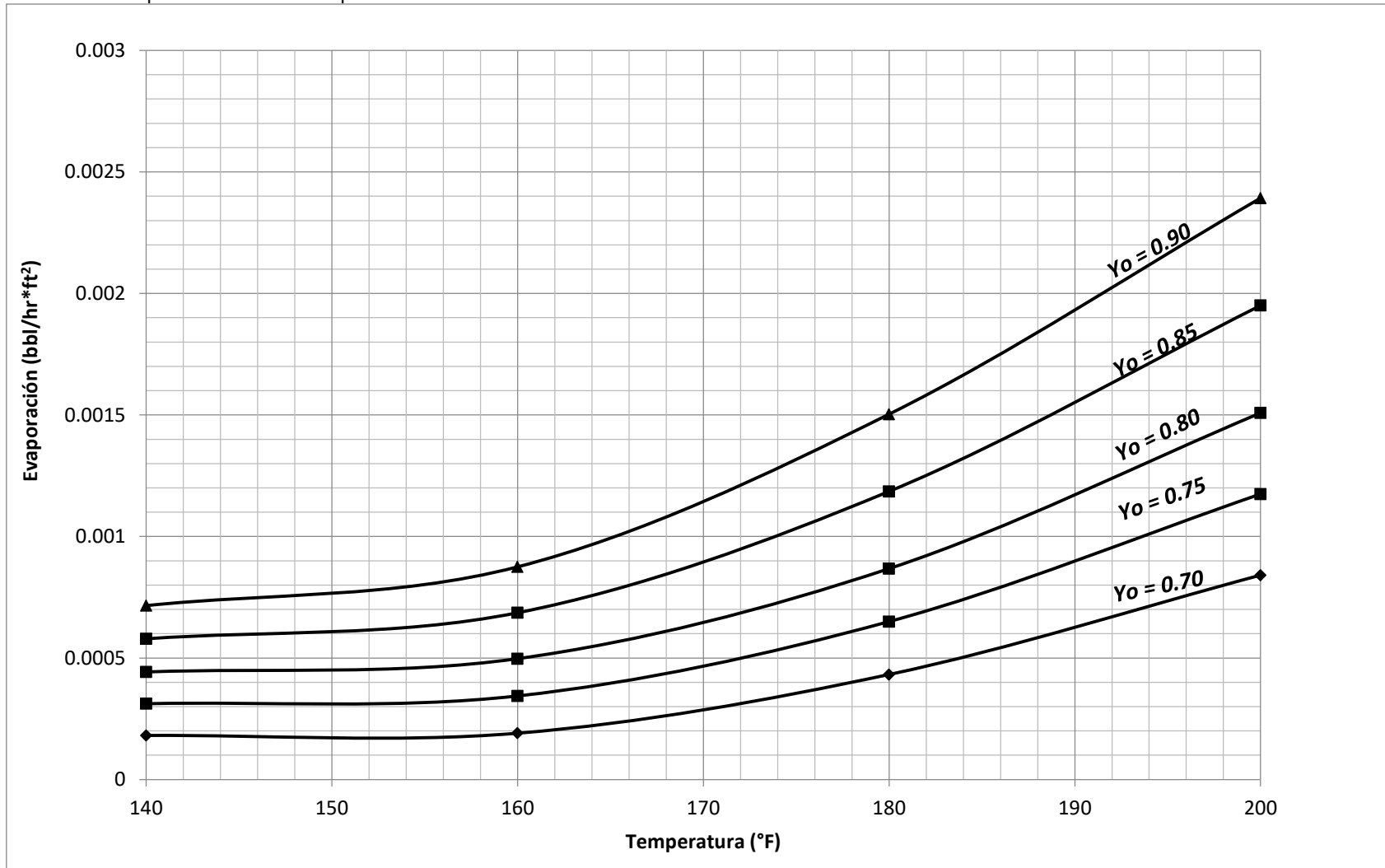
**Ecuación 20.** Evaporación diésel Cotu;  $Y_o=0,7$ .

$$E_o = (2.49 * 10^{-07}) * T^2 - 7.45 * 10^{-5} * T + 5.71 * 10^{-3}) * A \quad Y_o = 0.70$$

Si el resultado de la fracción es, por ejemplo,  $Y_o = 0.83$  se recomienda calcular el volumen evaporado a través de la gráfica.

Para la realización de las curvas de  $Y_o = 0.75$  y de  $Y_o = 0.85$  de la **Gráfica 17**. se interpolaron los valores entre las fracciones de 70%, 80% y 90%, para construir las curvas de 75% y 85% de fracción de aceite.

Gráfica 17. Evaporación del fluido de perforación base diésel Cotu.



**6.6.4 Ecuación de evaporación del fluido de perforación base diésel Coesgen.** El caso que se tiene con la evaporación del Coesgen (**Gráfica 18.**) es muy similar al caso de la evaporación con el Cotu, es decir, el comportamiento de la evaporación depende de la cantidad de fracción de aceite, y por esta razón cada curva tendrá su ecuación polinómica.

El conjunto de ecuaciones que representa cada curva de la **Gráfica 18.** se muestra a continuación, el procedimiento para llegar a ellas se describe en **ANEXO E.**

**Ecuación 21.** Evaporación diésel Coesgen;  $Y_o=0,9$ .

$$E_o = (9.38*10^{(-9)}*T^2 + 1.39*10^{(-5)}*T - 1.57*10^{(-3)})*A \quad Y_o = 0.9$$

**Ecuación 22.** Evaporación diésel Coesgen;  $Y_o=0,85$ .

$$E_o = (6.07*10^{(-8)}*T^2 - 7.26*10^{(-6)}*T + 2.03*10^{(-4)})*A \quad Y_o = 0.85$$

**Ecuación 23.** Evaporación diésel Coesgen;  $Y_o=0,8$ .

$$E_o = (1.12*10^{(-7)}*T^2 - 2.83*10^{(-5)}*T + 2.08*10^{(-3)})*A \quad Y_o = 0.80$$

**Ecuación 24.** Evaporación diésel Coesgen;  $Y_o=0,75$ .

$$E_o = (5.36*10^{(-8)}*T^2 - 1.25*10^{(-5)}*T + 8.53*10^{(-4)})*A \quad Y_o = 0.75$$

**Ecuación 25.** Evaporación diésel Coesgen;  $Y_o=0,7$ .

$$E_o = (-4.59*10^{(-9)}*T^2 + 3.39*10^{(-6)}*T - 3.71*10^{(-4)})*A \quad Y_o = 0.70$$

Para realizar la curva  $Y_o = 0.75$  y  $Y_o = 0.85$  se interpolaron los datos obtenidos entre las curvas de 70% y 80%, y las curvas de 80% y 90%.

De igual forma, es recomendable usar la gráfica en caso de que la fracción de aceite no sea representada por alguna de las ecuaciones descritas anteriormente los porcentajes y fracciones de aceite.

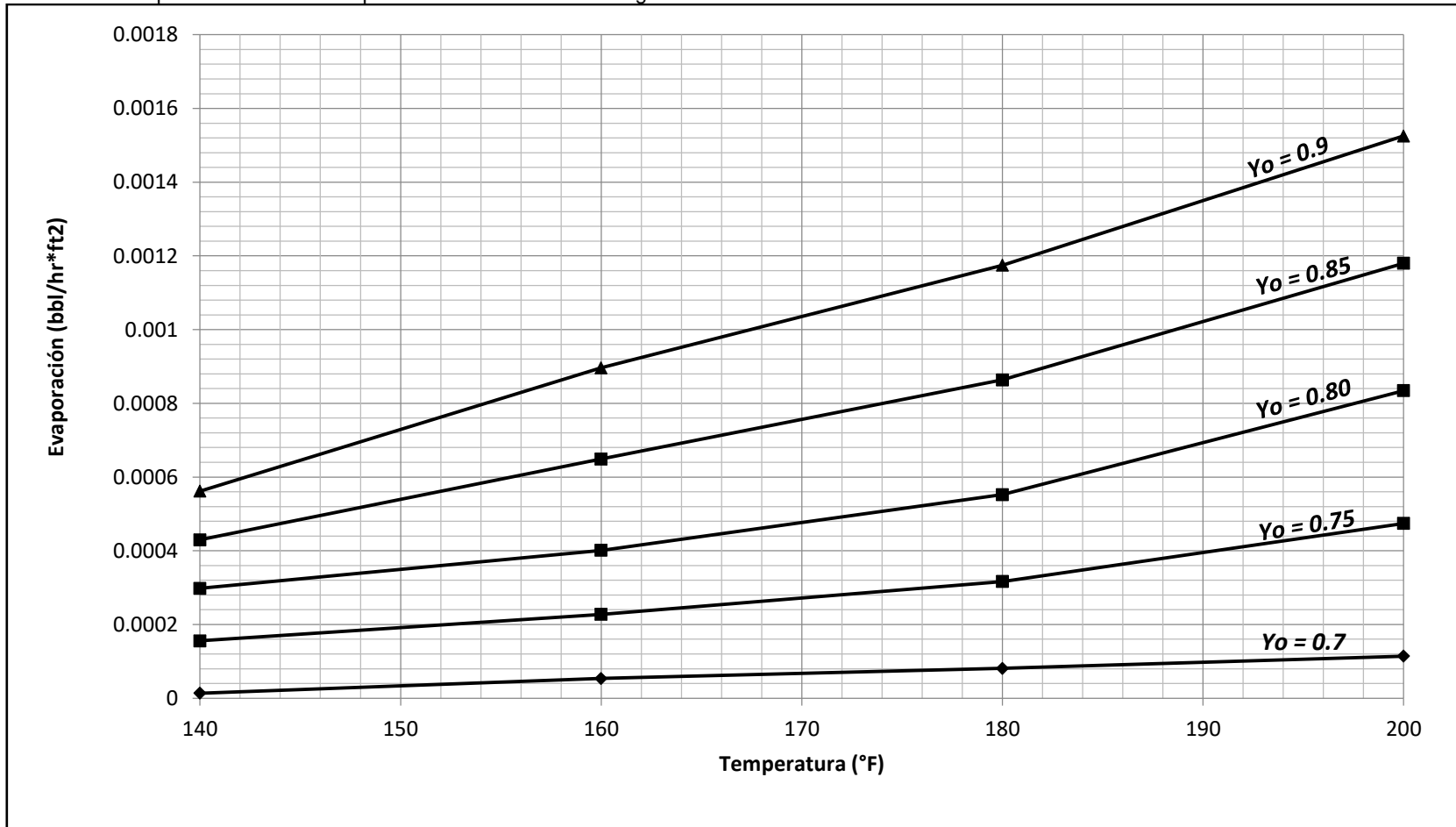
**6.6.5 Evaporación total.** Se suman las evaporaciones del agua y del aceite dependiendo la relación agua aceite que se tenga en el fluido de perforación.

**Ecuación 26.** Evaporación total.

$$E_t = E_w + E_o$$

**6.6.6 Uso correcto de la ecuación.** A continuación, se muestra un ejemplo para mostrar el uso apropiado del modelo matemático para cuantificar la evaporación de las fases líquidas en el fluido de perforación usado en el Bloque Piedemonte.

Gráfica 18. Evaporación del fluido de perforación base diésel Coesgen.



Ejemplo: Se tienen los siguientes parámetros del fluido de perforación:

- Lodo base aceite
- Base continua diesel Cotu
- Relación aceite-agua 80/20

Además, se tiene la información que el fluido de perforación está saliendo del flowline a una temperatura de 150 °F y que el área superficial de los tanques es de 850 ft<sup>2</sup>. Se precisa saber cuánto se evapora de aceite y agua.

Desarrollo:

Primero se calcula la evaporación del agua, para ello se toma la **Ecuación 15**, y se reemplaza las variables  $T(^{\circ}F)$ ,  $Y_o$  y  $A(ft^2)$ . Para este ejemplo se tiene un valor de 150 °F, fracción de agua del 20% y 850 ft<sup>2</sup> de área.

$$E_w = (2.2 \times 10^{-5}) * T(^{\circ}F) + 0.0035 * (1 - Y_o) - 0.00315 * A(ft^2)$$

$$E_w = (2.2 \times 10^{-5}) * 150 + 0.0035 * (1 - 0.8) - 0.00315 * 850$$

$$E_w = 0.4675 \frac{bbl}{hr}$$

Ahora se calcula la evaporación del aceite. Se tiene información que el contenido de aceite es del 80 % y que su base continua es diésel Cotu, por eso se toma la **Ecuación 18**, y se reemplazan las variables. Se toman en cuenta todos los decimales evidenciados en el **Anexo E**, para que el resultado tenga mayor precisión

$$E_o = (3.66 * 10^{-07}) * T^2 - 1.07 * 10^{-4} * T + 8.26 * 10^{-3} * A$$

$$E_o = (3.66 * 10^{-07}) * 150^2 - 1.07 * 10^{-4} * 150 + 8.26 * 10^{-3} * 850$$

$$E_o = 0.3684 \frac{bbl}{hr}$$

Por último, se establece la cantidad total de la evaporación con la **Ecuación 26**.

$$E_t = E_w + E_o$$

$$E_t = 0.4675 + 0.3684$$

$$E_w = 0.8359 \frac{bbl}{hr}$$

Con los resultados se analiza, cuanto se debe reponer diario por efecto de la evaporación y aún más importante, se establece cuánto cuesta este efecto inevitable.

Nota: cuando se tiene relaciones aceite-agua que no tienen ecuación directamente, por ejemplo 84/16, 78/22, etc., se debe trabajar con las gráficas expuestas anteriormente.

## 7. ANÁLISIS FINANCIERO

El uso de fluidos de perforación base aceite se hace indispensable en las operaciones de perforación llevadas a cabo en el Bloque Piedemonte, debido a los múltiples problemas que se presentan cuando se perfora a profundidades alrededor de los 20.000ft y elevadas temperaturas que pueden llegar a sobrepasar los 250°F. Cuando el fluido llega a superficie y entra en contacto con el medio ambiente, por diferencia de temperaturas, se generan pérdidas por evaporación en el fluido. La disminución de las fases líquidas del fluido puede generar problemas en las operaciones teniendo en cuenta que la estabilidad del pozo depende las condiciones que se encuentre el fluido de perforación, por lo cual se debe recompensar las pérdidas que se generan.

El compensar las pérdidas de volúmenes aumenta los costos operacionales de perforación planificados. Es por esto que el proyecto busca desarrollar un modelo matemático que cuantifique las pérdidas de las fases líquidas por efecto de la evaporación en los fluidos base aceite utilizados en el Bloque Piedemonte, ya que en la actualidad no se cuenta con un modelo confiable. Para esto se midió la evaporación de las fases líquidas (agua y aceite) de dos fluidos de perforación CHECK-FLOW a nivel de laboratorio; estos fluidos son usados para perforar la sección de interés. Cada uno de los fluidos contiene los mismos aditivos, aunque en diferentes proporciones, para uno de los fluidos de perforación su base continua es el diésel Cotu y para el otro es el diésel Coesgen.

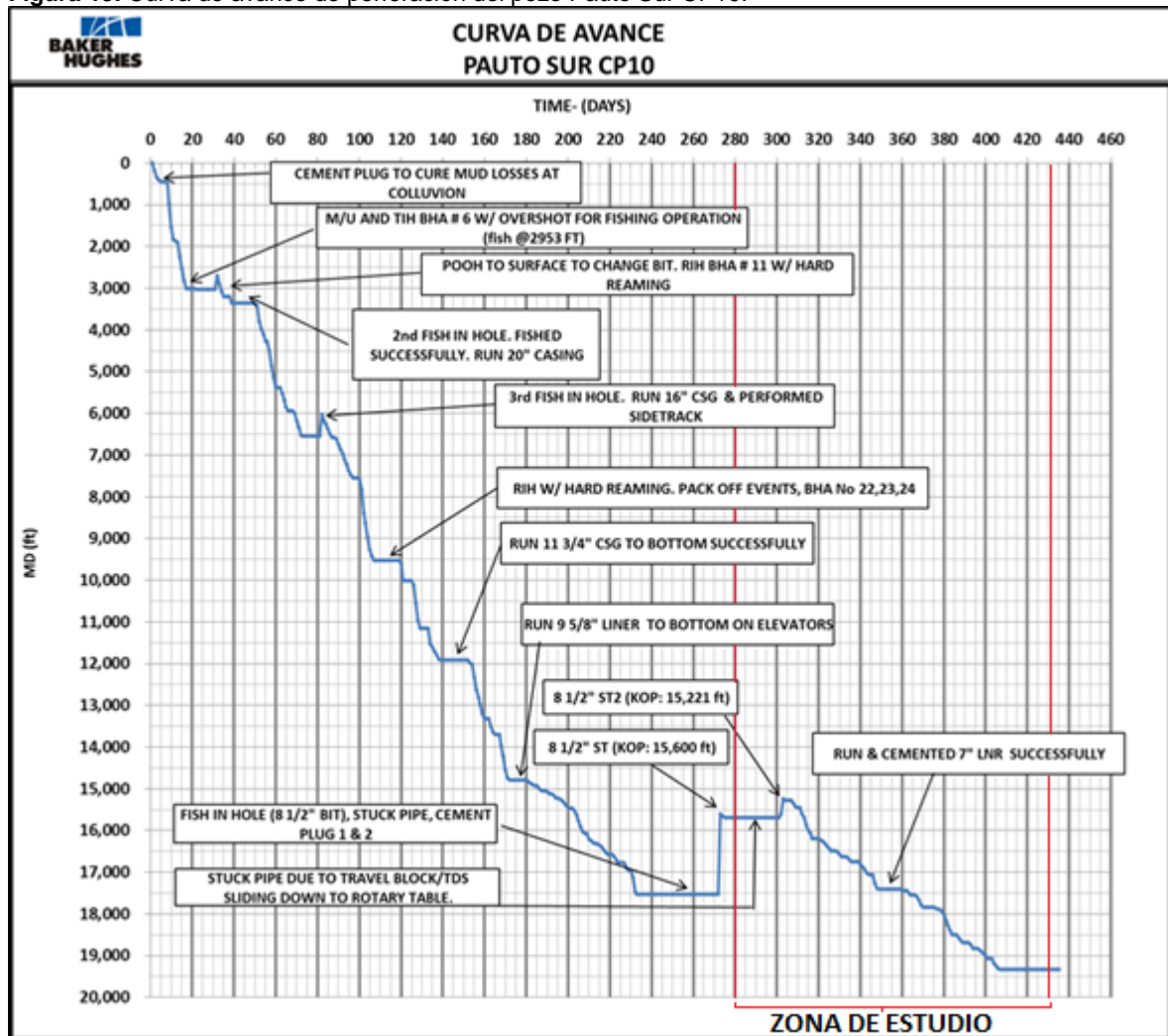
Como se muestra en la **Tabla 28.**, según la geometría del pozo Pauto Sur CP10, el fluido CHECK-FLOW es usado a partir de la sección 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub>ST", hasta la sección 6"; según la curva de avance de perforación del pozo (**Figura 13.**), la perforación debe durar 430 días en total, y el uso del fluido CHECK-FLOW empezará a partir del día 280, lo cual indica que la perforación de la sección de interés tiene una duración de 150 días.

**Tabla 28.** Geometría del pozo Pauto Sur CP10.

Diámetro del pozo (ft)	Profundidad (ft)	Longitud de la sección (ft)	Tamaño Casing/Liner (in)	Profundidad del zapato (ft)	Liner (ft)	Tipo de lodo
26"	3,019	3,019	-	-	-	SHALE-PLEX
26" ST	3,357	657	20	3,3	-	SHALE-PLEX
18 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	6,542	3,185	16	6,154	-	SHALE-PLEX
14 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	11,919	5,679	11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> x 11 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	11,914	-	CARBO-DRILL
10 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	14,769	2,877	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	14,79	11,6	CARBO-DRILL
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	17,519	2,723	-	-	-	CARBO-DRILL
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " ST	15,698	98	-	-	-	CHECK-FLOW
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " ST2	17,410	2,189	7	17,398	14,5	CHECK-FLOW
6"	19,335	1,925	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	19,323	14,4	CHECK-FLOW

**FUENTE:** Baker Hughes INTEQ.

Figura 13. Curva de avance de perforación del pozo Pauto Sur CP10.



FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

Para la evaluación financiera del proyecto, se utiliza la metodología del indicador del valor presente neto (VPN), el enfoque del análisis se hace desde la compañía prestadora de servicios Baker Hughes de Colombia, usando como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), el proyecto tiene una proyección en el tiempo de cinco meses, y una tasa interna de oportunidad (TIO) 17,5% efectivo anual, adicionalmente se hace un análisis de costos de operación.

## 7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los costos de los fluidos de perforación hacen relación a los gastos relacionados con la operación; para el análisis de costos se tendrá en cuenta el costo por barril de la formulación del fluido de perforación actual y los costos generados por las reposiciones de fluido por efecto de la evaporación.



Los dos fluidos de perforación se diferencian en la base que se usa en la preparación de cada uno de ellos, ya que los dos contienen los mismos aditivos (pero no en las mismas proporciones). Para efectos prácticos, el FLUIDO 1 hará referencia al fluido de perforación base diésel Cotu, y el FLUIDO 2, al fluido de perforación base diésel Coesgen. La **Tabla 29.** muestra los costos de cada aditivo según su presentación.

**Tabla 29.** Costo de los aditivos.

Aditivo	Función	Presentación	Costo (USD)
Diésel Cotu	Fase Continua	1bbl	19,21
Diésel Coesgen	Fase Continua	1bbl	70,07
Carbo-Mul HT	Emulsificante catiónico	55USgal	12,20
CaCl <sub>2</sub> (95%)	Cloruro de Calcio	55lb	1,79
Cal	Calcio	55lb	0,92
Check Flow	Co-polímero Estireno- Butadieno.	50lb	186,66
Carbo-Gel II	Arcilla organofílica	50lb	28,72
Carbo-Gel	Arcilla organofílica	55lb	8,73
CaCO <sub>3</sub> M200	Carbonato de Calcio de diferentes granulometrías.	110lb	562,16

FUENTE: Baker Hughes INTEQ.

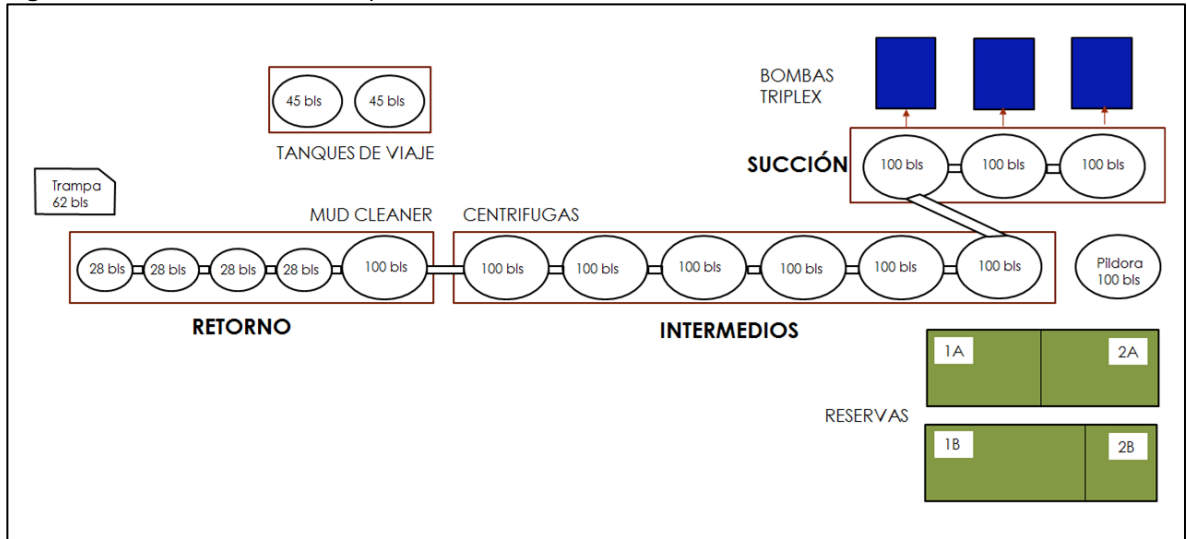
Aunque la evaporación del fluido de perforación ocurre en superficie y no depende del volumen de fluido, sino del área de contacto de este con el medio, los volúmenes del pozo deben ser tenidos en cuenta junto con los volúmenes en superficie, para el desarrollo del capítulo financiero.

En la **Figura 14.** se muestra la distribución actual de los tanques y la **Tabla 30.**, muestra las especificaciones de cada uno de ellos, se tendrán en cuenta las áreas de los cinco tanques de retorno, de los seis tanques intermedios y de los tres tanques de succión, ya que es en ellos en donde se lleva a cabo la evaporación (**Tabla 30.**).

El proyecto no requiere de una inversión inicial, ya que no es necesario la adquisición de infraestructura para la realización del proyecto.

Para los cálculos, se asume una relación aceite/agua de 90/10 y que los dos fluidos de perforación están a una temperatura de 180°F.

**Figura 14.** Distribución de los tanques.



**FUENTE:** Baker Hughes INTEQ.

**Tabla 30.** Especificaciones de los tanques.

ESPECIFICACIONES DE LOS TANQUES					
Tanque	Altura (in)	Capacidad (bbl/in)	Área (ft <sup>2</sup> )	Volumen actual (bbl)	
Trampa		0,42	28,3		
Retorno 1	71	0,42	28,3	Retornos	
Retorno 2	71	0,42	28,3		
Retorno 3	71	0,42	28,3		
Retorno 4	71	0,42	28,3		
Retorno 5	71	1,41	95		
Intermedio 1	71	1,41	95	Intermedios	
Intermedio 2	71	1,41	95		
Intermedio 3	71	1,41	95		
Intermedio 4	71	1,41	95		
Intermedio 5	71	1,41	95		
Intermedio 6	71	1,41	95		
Succión 1	71	1,41	95	Succiones	
Succión 2	71	1,41	95		
Succión 3	71	1,41	95		
Píldora	71	1,41	95	V Activo	751
Reserva 1A	107	3,6	242,6		
Reserva 1B	107	3,6	242,6		
Reserva 2A	107	3,4	229,1		
Reserva 2B	107	1,75	117,9		

**FUENTE:** Baker Hughes INTEQ.

**Tabla 31.** Área total de los tanques donde se lleva a cabo la evaporación.

ÁREA TOTAL DE LOS TANQUES (ft <sup>2</sup> )				
	Retorno (5)	Intermedio (6)	Succión (3)	TOTAL
Área	208,2	570	285	<b>1063,2</b>

**Tabla 32.** Volúmenes de pozo por sección.

Periodo	Diámetro del pozo plg	Profundidad ft	Longitud de la sección, ft	Volumen bbl	Volumen total bbl
1	26	3019	3019	1982,56	4988,70
	26	3357	657	431,45	
	18,5	6542	3185	1058,93	
	14,75	11919	5679	1200,25	
	10,625	14769	2877	315,51	
2	8,5	15500	731	51,31	51,31
3	8,5	16750	1250	87,73	113,96
	6	17500	750	26,23	
4	6	18750	1250	43,71	43,71
5	6	19400	650	22,73	22,73

**7.1.1 Costo del fluido de perforación.** Para el cálculo de los costos del fluido de perforación, al periodo uno (ver **Tabla 33.**), se le deben sumar los 751bbl de volumen activo en los tanques (ver **Tabla 30.**). En los costos generados por la evaporación, solo se tiene en cuenta el valor por barril de diésel y no del fluido de perforación, ya que los aditivos del fluido no deben reponerse.

- **FLUIDO 1:**

**Tabla 33.** Costo por barril del FLUIDO 1.

FLUIDO 1	Concentración lb/bbl	Presentación	Presentación lb	Costo unitario USD	Costo por bbl USD
Diésel Cotu	217,02	1bbl	286,89	19,21	14,53
CARBO-MUL HT	5,50	55USgal	439,82	975,00	12,19
95% CaCl2	3,20	55lb	55,00	31,00	1,80
Cal	3,00	55lb	55,00	17,00	0,93
CHECK FLOW	1,50	50lb	50,00	187,00	5,61
CARBO-GEL II	4,00	50lb	50,00	73,00	5,84
CARBO-GEL	4,00	55lb	55,00	221,00	16,07
CaCO3 M200	131,57	110lb	110,00	11,00	13,16
				<b>TOTAL</b>	<b>70,13</b>

**Tabla 34.** Costo del FLUIDO 1.

<b>Periodo</b>	<b>Costo bbl USD</b>	<b>Volumen bbl</b>	<b>Total USD</b>
1	70,13	5739,70	\$ 402.525,16
2	70,13	51,31	\$ 3.598,37
3	70,13	113,96	\$ 7.992,01
4	70,13	43,71	\$ 3.065,38
5	70,13	22,73	\$ 1.594,05
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 418.774,97</b>

**Tabla 35.** Costos generados por evaporación FLUIDO 1.

<b>Periodo</b>	<b>Costo por bbl diésel Cotu USD</b>	<b>Volumen evaporado bbl</b>	<b>Total USD</b>
1	19,21	1150,79	\$ 22.106,68
2	19,21	1150,79	\$ 22.106,68
3	19,21	1150,79	\$ 22.106,68
4	19,21	1150,79	\$ 22.106,68
5	19,21	1150,79	\$ 22.106,68
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 110.533,40</b>

- **FLUIDO 2:**

**Tabla 36.** Costo por barril del FLUIDO 2.

<b>FLUIDO 2</b>	<b>Concentración lb/bbl</b>	<b>Presentación</b>	<b>Presentación lb</b>	<b>Costo unitario USD</b>	<b>Costo por bbl USD</b>
<i>Diésel Coesgen</i>	220,68	1bbl	297,38	70,07	52,00
<i>CARBO-MUL HT</i>	5,50	55USgal	439,82	975,30	12,20
<i>95% CaCl2</i>	3,21	55lb	55,00	30,68	1,79
<i>CaI</i>	3,00	55lb	55,00	16,88	0,92
<i>CHECK FLOW</i>	1,50	50lb	50,00	186,66	5,60
<i>CARBO-GEL II</i>	4,00	50lb	50,00	72,99	5,84
<i>CARBO-GEL</i>	4,00	55lb	55,00	220,73	16,05
<i>CaCO3 M200</i>	127,76	110lb	110,00	11,07	12,86
				<b>TOTAL</b>	<b>107,26</b>

**Tabla 37.** Costo del FLUIDO 2.

<i>Periodo</i>	<i>Costo bbl USD</i>	<i>Volumen bbl</i>	<i>Total USD</i>
1	107,26	5739,70	\$ 615.640,22
2	107,26	51,31	\$ 5.503,51
3	107,26	113,96	\$ 12.223,35
4	107,26	43,71	\$ 4.688,33
5	107,26	22,73	\$ 2.438,02
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 640.493,43</b>

**Tabla 38.** Costos generados por evaporación FLUIDO 2.

<i>Periodo</i>	<i>Costo por bbl diésel Coesgen USD</i>	<i>Volumen evaporado bbl</i>	<i>Total USD</i>
1	70,07	898,31	\$ 62.944,58
2	70,07	898,31	\$ 62.944,58
3	70,07	898,31	\$ 62.944,58
4	70,07	898,31	\$ 62.944,58
5	70,07	898,31	\$ 62.944,58
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 314.722,90</b>

## 7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se pretende establecer la viabilidad financiera a través de la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN); Está definido como “El equivalente en pesos (\$) actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”<sup>30</sup>.

Desde el punto de vista matemático el indicador VPN, es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy [22], lo cual se puede expresar como:

**Ecuación 27.** Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = F_0 + \sum_{n=1}^n \frac{F}{(1+i)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto.

F: Flujo efectivo neto del periodo n.

F<sub>0</sub>: Inversión inicial.

i: Tasa de interés de oportunidad (TIO).

<sup>30</sup> VILLAREAL, Arturo. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. Norma. 2001. pp. 67.

n: número de periodos.

Si el  $VPN > 0$  el proyecto es bueno porque, en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos, si el  $VPN < 0$  significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse, y si el  $VPN = 0$  los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le será indiferente al inversionista<sup>31</sup>.

Teniendo en cuenta que se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), su resultado se interpreta a dólares de hoy cuánto equivalen los costos de operación del proyecto.

Debido a que la evaluación financiera se hace en periodos mensuales, es necesario realizar la conversión de la tasa de oportunidad a efectiva mensual. La **Ecuación 28**. muestra la conversión de la tasa efectiva anual.

**Ecuación 28.** Conversión de tasa efectiva anual a efectiva mensual.

$$i \text{ mensual} = \left[ (1 + ie)^{\frac{1}{n}} \right] - 1$$

Dónde:

ie: tasa efectiva anual (%).

n: número de periodos.

$$i \text{ mensual} = \left[ (1 + 0,175)^{\frac{1}{12}} \right] - 1$$

$$i \text{ mensual} = 1,3530\%EM$$

**7.2.1 Flujo de caja.** El flujo de caja es utilizado para representar los ingresos y los egresos por medio de una representación gráfica. Dentro de este flujo de caja se incluyen los ingresos, los costos operacionales y los costos de inversión.

---

<sup>31</sup> BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C. Colombia: Fondo Educativo Panamericano. pp. 197.

**Figura 15.** Flujo de caja del FLUIDO 1.

	USD						TOTAL
	MESES						
	0	1	2	3	4	5	
Costo FLUIDO 1	0,0	402.525,16	3.598,37	7.992,01	3.065,38	1.594,05	418.774,97
Costo de evaporación	0,0	22.106,68	22.106,68	22.106,68	22.106,68	22.106,68	110.553,40
	0,0	424.631,84	25.705,05	30.098,69	25.172,06	23.700,73	529.308,37

$$VPN(i) = - \left[ \frac{424.631,84}{(1 + 0,01353)^1} + \frac{25.705,05}{(1 + 0,01353)^2} + \frac{30.098,69}{(1 + 0,01353)^3} + \frac{25.172,06}{(1 + 0,01353)^4} + \frac{23.700,73}{(1 + 0,01353)^5} \right]$$

$$VPN(i) = - 518.910,98 \text{ USD}$$

**Figura 16.** Flujo de caja del FLUIDO 2.

	USD						TOTAL
	MESES						
	0	1	2	3	4	5	
Costo FLUIDO 2	0,0	615.640,22	5.503,51	12.223,35	4.688,33	2.438,02	640.493,43
Costo de evaporación	0,0	62.944,58	62.944,58	62.944,58	62.944,58	62.944,58	314.722,90
	0,0	678.584,80	68.448,09	75.167,93	67.632,91	65.382,60	955.216,33

$$VPN(i) = - \left[ \frac{678.584,80}{(1 + 0,01353)^1} + \frac{68.448,09}{(1 + 0,01353)^2} + \frac{75.167,93}{(1 + 0,01353)^3} + \frac{67.632,91}{(1 + 0,01353)^4} + \frac{65.382,60}{(1 + 0,01353)^5} \right]$$

$$VPN(i) = -933.583,16$$

### **7.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA.**

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía, es la implementación del fluido de perforación base diésel Cotu, utilizado en la perforación de la zona de interés del pozo Pauto sur CP10, porque representa a dólares de hoy un ahorro del 55,58% (414.672,18 USD), originado en los costos de diésel base.



## 8. CONCLUSIONES

- El modelo matemático es un conjunto de funciones que consta de 11 ecuaciones que describen el comportamiento de la evaporación en un fluido de perforación. Una ecuación representa la evaporación del agua, las 10 ecuaciones restantes muestran el comportamiento de la evaporación de aceite, cinco de las cuales corresponden al fluido de perforación base diésel Cotu, y las otras cinco al fluido de perforación base diésel Coesgen.
- La evaporación del fluido de perforación dependerá de la gravedad específica y de los componentes (cromatografía) de la fase continua; al comparar el diésel Cotu de gravedad específica de 0.82 y el diésel Coesgen con gravedad específica de 0.85, se evidenció que el fluido que más se evapora, es aquel cuya fase continua es de menor gravedad, es decir, diésel Cotu.
- Se observó que el comportamiento de la evaporación del agua es igual en el fluido de perforación base diésel Cotu y diésel Coesgen, por lo que se deduce que la evaporación del agua en el fluido de perforación no depende de la base continua utilizada.
- Se concluye que la evaporación tiene incidencia directa en las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación porque al evaporar las fases líquidas, el porcentaje de contenido de sólidos aumenta en promedio un 9%, causando un fluido de perforación más viscoso, donde el punto cedente (YP) incrementa 2.6 lbf/100ft<sup>2</sup> y la viscosidad plástica (PV) aumenta 4 cP. La densidad también se ve afectada, la cual puede tener un incremento de 0.5 a 1 ppg.
- Los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio determinaron que la cantidad de cada una de las fases líquidas evaporadas (agua y aceite) son proporcionales a las fracciones de éstas contenidas en el fluido de perforación.
- La mayor evaporación del aceite ocurrió en el fluido de perforación base diésel Cotu, relación aceite-agua 90/10 respectivamente, a una temperatura de 200°F, mientras que la menor evaporación del aceite se registró en el fluido de perforación diésel Coesgen, relación aceite-agua 70/30, a una temperatura de 140°F.
- A medida que aumenta la temperatura en el fluido de perforación, las moléculas de agua y aceite se liberan con mayor facilidad al medio en forma de vapor.
- La cantidad de las fases líquidas evaporadas del fluido de perforación es directamente proporcional al área de contacto que tiene este con el medio.

- Según el diésel utilizado como fase continua, se evidencia que las líneas de tendencia de evaporación de cada una de ellas muestran un comportamiento diferente; la evaporación del fluido de perforación base diésel Cotu es cuadrático, mientras que del fluido de perforación base diésel Coesgen muestra un comportamiento de tipo lineal.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar una corrección al modelo matemático donde se tenga en cuenta la variable de la velocidad del viento, con el fin de saber que tanto influye en la cantidad de evaporación.
- Realizar pruebas de evaporación con diferentes tipos de Diésel que tengan diferente cromatografía y gravedad específica.
- Desarrollar un análisis financiero en el que se proponga la implementación de tanques herméticos con el fin de evitar las pérdidas por evaporación.
- Determinar si los aditivos y sólidos afectan la evaporación en los fluidos tipo emulsión inversa.
- Determinar si la estabilidad eléctrica es una variable primordial para cuantificar las tasas de evaporación en los fluidos de perforación tipo emulsión inversa.
- Realizar la prueba de la determinación del efecto del área en la evaporación evaluando otras áreas de contacto del fluido con el medio ambiente.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie (barriles promedio por día calendario - BPDC). [En línea]. [citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: <[www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx](http://www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx)>

ÁLVAREZ, Milton, PICADO, Ana. Química 1: Introducción al estudio de la materia. San José, Costa Rica: EUNED. 2008. p 30-31

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C. Colombia: Fondo Educativo Panamericano. pp. 197.

BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos, Manual de Ingeniería, Houston: 1998

Bourgoyne. A.T. *et al.* APPLIED DRILLING ENGINEERING. SPE Textbook Series. 1986. vol 2. ISBN: 978-1-55563-001-0

BURBANO, Santiago., GRACIA, Carlos. Física general. 32 ed. Madrid: Tébar, S.L. 2003.

CÁRDENAS, Diego. Floreña, nuevo campo petrolero: el piedemonte llanero sigue haciendo brotar petróleo de sus entrañas. En: El Tiempo [en línea]. (30 de mayo de 1995). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-334924>> [citado en 4 de febrero de 2017]

CENGEL, Y, CIMBALA, J. Mecánica de fluidos, Fundamentos y Aplicaciones. México D.F., México: Mc Graw Hill, 2012.

CICLO HIDROLÓGICO. La evaporación [en línea]. Disponible en: <<http://www.ciclohidrologico.com/evaporacin>> [citado en 07 de marzo de 2017]

CULLUM, Daryl, *et al.* Fundamentos de los fluidos de perforación. En: Oilfield Review, Abril – mayo 2003 vol 25, no 1.

DirectINDUSTRY. Filtro prensa API Baja presión, Temperatura baja (LPLT). [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://trends.directindustry.es/rigchina-group-company/project-39431-126605.html>>

DirectINDUSTRY. Reómetro Rotativo / automático / viscosímetro NRC-132. [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://www.directindustry.es/prod/rigchina-group-company/product-39431-1088965.html>>

ECOPETROL. Los campos Pauto y Floreña alcanzaron récord de producción de 41 mil barriles de crudo [en línea]. <[http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/los-campos-pauto-y-floreña-alcanzaron-record-de-produccion-de-41-mil-barriles-de-crudo!/ut/p/z0/vZAxT8MwEIX\\_Ch0yWnbSJFLH0KEoUGVgCV6qq3MtBsfXhxE--tJqMSC1A2m0\\_d0eu\\_eSS1bqT182CNESx7cxC-63K2adLN5eFaPzbLOVVUveVrfr7K8KGU9e2FySHj7Xp7IDpAfBXWH0i2jgZhoA\\_TCDBGEmdxcMToQYAz4C\\_A5AWjle5EhylwdaMx01Ez5anorRN7YLYOh1kyPHY0h9m300IXUhvyET-jbCePgJHJ7XB1A8lyo84RAaBfWAclFEDOLiGoZ95Tw6j9deAX-JdptliUd85PibqjyrdfHBTlv\\_fWYZ3vT8vL09VtVh8AQ4XN2w!/>](http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/los-campos-pauto-y-floreña-alcanzaron-record-de-produccion-de-41-mil-barriles-de-crudo!/ut/p/z0/vZAxT8MwEIX_Ch0yWnbSJFLH0KEoUGVgCV6qq3MtBsfXhxE--tJqMSC1A2m0_d0eu_eSS1bqT182CNESx7cxC-63K2adLN5eFaPzbLOVVUveVrfr7K8KGU9e2FySHj7Xp7IDpAfBXWH0i2jgZhoA_TCDBGEmdxcMToQYAz4C_A5AWjle5EhylwdaMx01Ez5anorRN7YLYOh1kyPHY0h9m300IXUhvyET-jbCePgJHJ7XB1A8lyo84RAaBfWAclFEDOLiGoZ95Tw6j9deAX-JdptliUd85PibqjyrdfHBTlv_fWYZ3vT8vL09VtVh8AQ4XN2w!/)

EDUCALAB. Evaporación [en línea]. Disponible en: <[http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/3esofisicaquimica/3quincena3/3q3\\_3\\_contenidos\\_6c.htm](http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/3esofisicaquimica/3quincena3/3q3_3_contenidos_6c.htm)> [citado en 07 de marzo de 2017]

EL TIEMPO. Floreña empieza a producir petróleo: Colombia empezó a incrementar su oferta de petróleo. Entro en la etapa de producción de crudo el campo Floreña. En su fase de producción temprana se le están sacando cinco mil barriles por día y en los próximos diez días cuando entre en plena producción se le extraerán 10.000 barriles por día. En: El Tiempo [en línea]. (21 de junio de 2001). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-483565>> [citado en 11 de febrero de 2017]

EL TIEMPO. Pauto, quinto hallazgo petrolero: del piedemonte llanero sigue brotando petróleo. En: El Tiempo [en línea]. (28 de julio de 1995). Disponible en: <[http://evirtual.lasalle.edu.co/info\\_basica/nuevos/guia/GuiaClaseNo.3.pdf](http://evirtual.lasalle.edu.co/info_basica/nuevos/guia/GuiaClaseNo.3.pdf)> [citado en 4 de febrero de 2017]

EL TIEMPO. Vía libre al campo Floreña: con la aprobación de la comerciabilidad del campo Floreña, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) y la British Petroleum iniciarán el desarrollo conjunto de un nuevo complejo petrolífero en el piedemonte llanero del Casanare. En: El Tiempo [en línea]. (3 de noviembre de 1998). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-830998>> [citado en 4 de febrero de 2017]

ELTIEMPO. Hallado el mejor crudo del mundo: Si el de Cusiana se ha cotizado como uno de los mejores crudos del mercado, el petróleo que se acaba de hallar en los nuevos campos de Floreña y Pauto (en el piedemonte llanero) es muy superior a todos los existentes en el mundo. En: El Tiempo [en línea]. (25 de octubre de 1995). Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-434612>> [citado en 28 de febrero de 2017]

HyperPhysics. Presión de vapor saturado. [En línea]. [Citado 13 de mayo de 2017]. Disponible en: <<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Kinetic/vapre.html>>

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Manual de Fluidos de Perforación: Procedimiento. API RP 13 B. Dallas, Texas, EEUU: API. 1982.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 1486. Bogotá: El instituto, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 2008.

LINARES, Roberto, et al. New insights into The Piedemonte license triangle zone in the foothills- Colombia. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Bogotá D.C. Colombia. 2009. Modificado por los autores (10: julio: Cartagena). Bogotá D.C. 2009.

LINARES, Roberto, et al. New insights into The Piedemonte license triangle zone in the foothills- Colombia. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas. Bogotá D.C. Colombia. 2009. Modificado por los autores (10: julio: Cartagena). Bogotá D.C. 2009.

Mapa de Colombia con capitales departamentales. [En línea]. [Citado el 14 de Marzo del 2017]: Disponible en: <<http://www.todacolombia.com/geografia-colombia/mapas-de-colombia/mapapoliticoconcapitales.gif>>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A.. Manuel de Fluidos de Perforación. Maracaibo. Venezuela: PDVSA, 2002.

RIGCHINA. Kit petróleo y agua retorta 50ml, Modelo RROW-50. [En línea]. [citados el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://www.rigchina.com/product/productlist.aspx?lxid=3&lg=xby&id=147>>

RODRÍGUEZ C. Laura F. Evaluación técnica y financiera de las mallas piramidales de los equipos primarios de control de sólidos de los campos floreña y pauto, en el piedemonte llanero. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2010. 34 p.

Ruta Bogotá, Colombia – El Morro, Yopal, Casanare, Colombia. [En línea]. [Citado el 14 de Marzo del 2017]: Disponible en: <[Testmark. Viscosímetro de Embudo Marsh. \[En línea\]. \[Citado el 07 de mayo de 2017\] Disponible en: <<http://www.testmak.com/es/visc%C3%B3metro-de-embudo-marsh>>](https://www.google.es/maps/dir/Bogot%C3%A1,+Colombia/El+Morro++Casanare,+Colombia/@4.965034,-73.834456,9z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!2m2!1d-74.072092!2d4.7109886!1m5!1m1!1s0x8e6b09bd523ec0af:0xf7b78164ba4d8dea!2m2!1d-72.44995!2d5.43334.></a>></p></div><div data-bbox=)

Thiessen. Balanza de lodos. [En línea]. [Citado el 07 de mayo de 2017] Disponible en: <<http://thiessenperu.com/productos/perforacion/productos-de-laboratorio-fan/nuestros-productos/balanza-de-lodos/>>

UNIDAD 3: Evaporación y Evapotranspiración [en línea]. Disponible en: <<http://users.exa.unicen.edu.ar/~jdiez/files/cstierra/apuntes/unidad3.pdf>> [citado en 16 de marzo de 2017]

VILLAREAL, Arturo. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. Norma. 2001. pp. 67.

## **ANEXOS**



## ANEXO A

### PRODUCCIÓN ACUMULADA DE CRUDO Y GAS DEL BLOQUE PIEDEMONTE

AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE CRUDO (MMbbl)		
	Campo Floreña	Campo Pauto	Bloque Piedemonte
2004	2,85	1,28	4,14
2005	5,24	3,02	8,26
2006	7,16	4,30	11,46
2007	8,52	7,35	15,87
2008	10,34	10,11	20,45
2009	11,27	14,16	25,44
2010	12,42	19,01	31,43
2011	13,64	24,56	38,20
2012	18,24	29,92	48,16
2013	20,52	37,16	57,68
2014	21,68	44,94	66,61
2015	23,53	55,47	79,00
2016	26,33	66,51	92,83

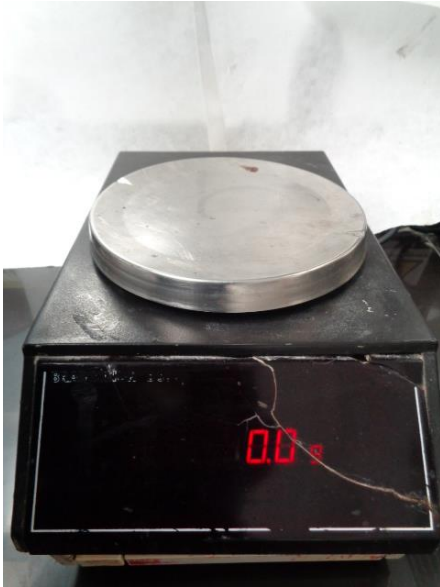
**FUENTE:** Agencia nacional de Hidrocarburos (ANH). PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DIA CALENDARIO - BPDC). [En línea]. [citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: [www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx](http://www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx). Modificado por los autores.

AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (GPC)		
	Campo Floreña	Campo Pauto	Bloque Piedemonte
2007	2,19	4,38	6,57
2008	5,11	10,59	15,70
2009	9,30	19,83	29,13
2010	19,52	40,27	59,79
2011	33,79	75,02	108,81
2012	48,96	123,32	172,28
2013	48,98	186,01	234,99
2014	67,03	253,90	320,93
2015	83,65	315,95	399,60
2016	100,27	378,00	478,27

**FUENTE:** Agencia nacional de Hidrocarburos (ANH). PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE (BARRILES PROMEDIO POR DIA CALENDARIO - BPDC). [En línea]. [citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: [www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx](http://www.anh.gov.co/.../Producción%20fiscalizada%20de%20crudo%2013-06-2016.xlsx). Modificado por los autores

**ANEXO B**  
**EQUIPOS Y MONTAJES UTILIZADOS PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO**

Balanza.



Termómetro digital



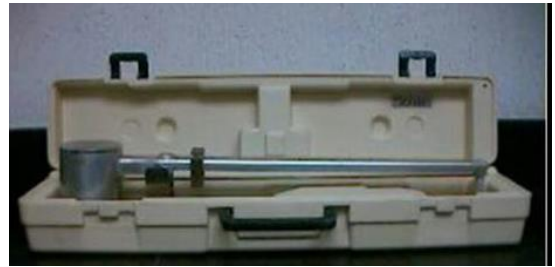
Termocopa Fann.



Equipo de la retorta.



Medidor de estabilidad eléctrica



Mezclador.



Potenciómetro.



Balanza de lodo.

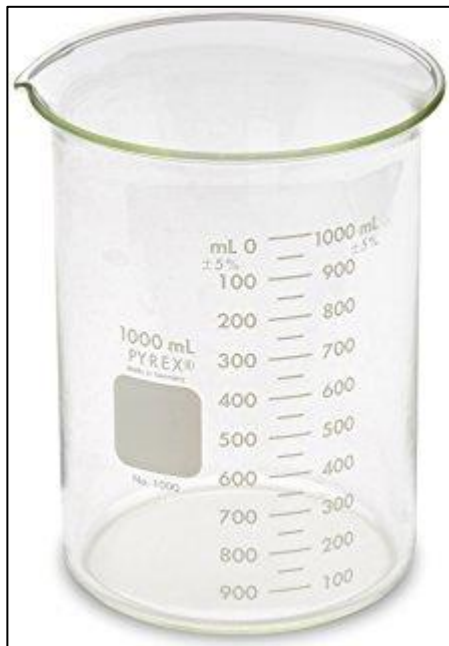
Medidor de frecuencia.



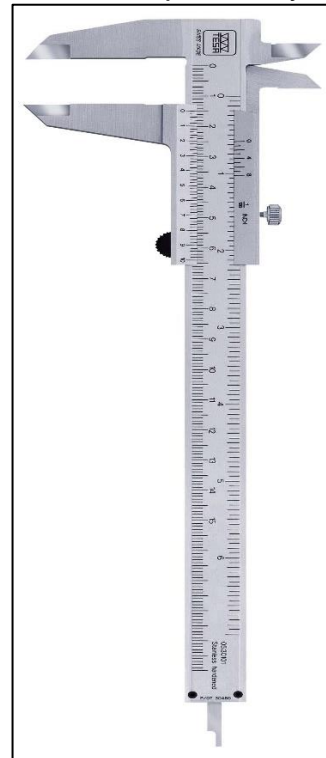
Picnómetro y capilar



Beaker



Calibrador pie de rey



Plato de calentamiento (Hot plate)



## MONTAJE DE LA EVAPORACIÓN

*Paso 1:* Preparación del fluido de perforación. Se prepararon seis fluidos, tres base Cotu (OWR: 70/30, 80/20, 90/10) y tres base Coesgen (OWR: 70/30, 80/20, 90/10).



*Paso 2:* Realizar la prueba de la retorta a condiciones iniciales. A cada fluido se le realizó la prueba de la retorta para tener un parámetro de comparación a diferentes temperaturas, y así mismo verificar OWR. A su vez, se verificó la densidad del fluido y su estabilidad eléctrica.



*Paso 3:* Medir la masa del recipiente de la termocopa fann.

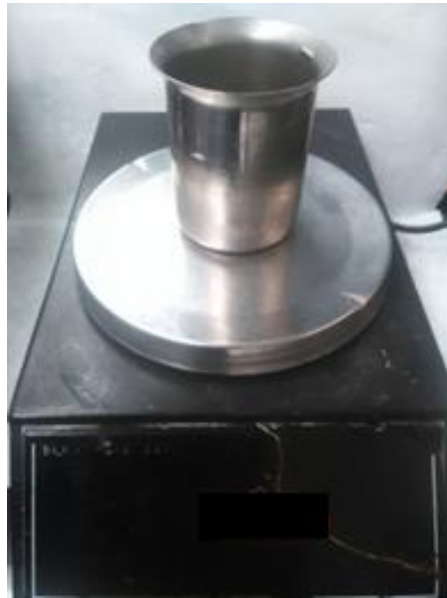


*Paso 4:* Adicionar 150 gr de fluido al recipiente de la termocopa fann.

*Paso 5:* Calentar la muestra del fluido de perforación en la termocopa fann hasta alcanzar la temperatura de referencia.



*Paso 6:* Medir la masa del recipiente de la termocopa con la muestra.



Paso 7: Llevar la muestra a la termocopa fann y mantener el fluido a la temperatura de referencia durante una hora, aplicando agitación constante.





Para mantener la agitación constante, las RPM del mixer fueron controladas por un potenciómetro y un medidor de frecuencia.



*Paso 8:* Medir la masa de la muestra y determinar la pérdida de masa por evaporación.



*Paso 9:* Realizar la prueba de la retorta. Luego de una hora de evaporación, se lleva la muestra resultante a la retorta con el fin de saber cómo ha variado la relación agua/aceite.



*Paso 10:* Con los resultados obtenidos, se realiza un balance de masa donde se muestra la cantidad de agua y aceite que se han evaporado durante una hora.

### ANEXO C ECUACIONES Y EJEMPLO DEL BALANCE DE MASA

#### ECUACIONES:

- Porcentaje de contenido de sólidos del fluido de perforación a condiciones iniciales:

$$\%_{sólidos} = \sum \%_{másico} \text{ de aditivos sólidos}$$

- Porcentaje de contenido de agua inicial del fluido de perforación:

$$\%_{agua}|_i = \%_{masico} Agua$$

Dónde:

i: condiciones iniciales.

- Porcentaje de contenido de aceite inicial del fluido de perforación:

$$\%_{aceite}|_i = \sum \%_{m\acute{a}sico}(Diesel + aditivos\ base\ aceite)$$

Dónde:  
i: condiciones iniciales.

- Contenido másico de sólidos de la muestra del fluido de perforación:

$$m_{s\acute{o}lidos} = m_{entrada} * \%_{s\acute{o}lidos}$$

Dónde:  
m: masa (gr)

- Contenido de agua a condiciones iniciales de la muestra del fluido de perforación:

$$m_{agua}|_i = m_{entrada} * \%_{agua}|_i$$

Dónde:  
m: masa (gr)  
i: condiciones iniciales

- Contenido de aceite de la muestra del fluido de perforación:

$$m_{aceite}|_i = m_{entrada} * \%_{aceite}|_i$$

Dónde:  
m: masa (gr)  
i: condiciones iniciales.

- Masa de las fases líquidas del fluido de perforación luego de la evaporación: (La masa de las fases líquidas se refiere a la cantidad de masa de aceite y agua en condiciones de salida.)

$$m_{fases-l\acute{i}quidas} = m_{salida} - m_{s\acute{o}lidos}$$

Dónde:  
m: masa (gr).

- Contenido de agua después de la evaporación:

$$m_{agua}|_f = m_{fases-l\acute{i}quidas} * \%_{agua}|_f$$

Dónde:  
m: masa (gr)  
f: condiciones finales (después de la evaporación)

- Contenido de aceite después de la evaporación:

$$m_{aceite|f} = m_{fases-líquidas} * \%_{aceite|f}$$

Dónde:  
m: masa (gr)  
f: condiciones finales (después de la evaporación)

- Volumen total evaporado del fluido de perforación.

$$V_{total\ evaporado} = V_{agua} + V_{aceite}$$

Dónde:  
V: volumen (cc)

### **EJEMPLO DEL BALANACE DE MASA:**

El balance que se muestra a continuación se realiza para los datos obtenidos del fluido de perforación base Cotu relación 90/10, a la temperatura de referencia de 200°F. Este mismo proceso es utilizado para realizar el balance de masa para todas las muestras evaluadas en cada una de las temperaturas de referencia.

*Paso 1:* determinar la cantidad de masa evaporada durante el calentamiento de la muestra a la temperatura de referencia.

$$\begin{aligned} m_{evaporada} &= m_{entrada} - m_{salida} \\ m_{evaporada} &= 148gr - 128,5gr \\ m_{evaporada} &= 19,5gr \end{aligned}$$

*Paso 2:* determinar los porcentajes máxicos a condiciones iniciales de las fases líquidas y de la fase sólida del fluido de perforación. Para esto se establece el porcentaje máxico de cada uno de los productos de la formulación del fluido de perforación a partir de las concentraciones.

<b>PRODUCTO</b>	<b>lb/bbl</b>	<b>% masa</b>
<b>Diésel (Cotu)</b>	217,02	54,42%
<b>Agua</b>	29,02	7,28%
<b>CARBO-MUL HT</b>	5,5	1,38%
<b>95% CaCl<sub>2</sub></b>	3,2	0,80%
<b>Cal</b>	3	0,75%
<b>CHECK FLOW</b>	1,5	0,38%
<b>CARBO-GEL II</b>	4	1,00%
<b>CARBO-GEL</b>	4	1,00%
<b>CaCO<sub>3</sub> M200</b>	131,57	32,99%
<b>TOTAL</b>	398,81	100,00%

$$\%_{\text{sólidos}} = \sum \%_{\text{másico}} \text{ de aditivos sólidos}$$

$$\%_{\text{sólidos}} = (1,38 + 0,80 + 0,75 + 0,38 + 1,00 + 1,00 + 32,99)\%$$

$$\%_{\text{sólidos}} = 36,92\%$$

$$\%_{\text{agua}}|_i = \%_{\text{masico}} \text{ Agua}$$

$$\%_{\text{agua}} = 7,28\%$$

$$\%_{\text{aceite}}|_i = \sum \%_{\text{másico}} (\text{Diesel} + \text{aditivos base aceite})$$

$$\%_{\text{aceite}} = (54,42 + 1,38)\%$$

$$\%_{\text{aceite}} = 55,80\%$$

**Paso 3:** Una vez conocidos los porcentajes de cada una de las fases del fluido de perforación se procede a determinar la masa de cada una de ellas.

$$m_{\text{sólidos}} = m_{\text{entrada}} * \%_{\text{sólidos}}$$

$$m_{\text{sólidos}} = 148\text{gr} * 36,92\%$$

$$m_{\text{sólidos}} = 54,65 \text{ gr}$$

$$m_{\text{agua}}|_i = m_{\text{entrada}} * \%_{\text{agua}}|_i$$

$$m_{\text{agua}}|_i = 148\text{gr} * 7,28\%$$

$$m_{\text{agua}}|_i = 10,77\text{gr}$$

$$m_{\text{aceite}}|_i = m_{\text{entrada}} * \%_{\text{aceite}}|_i$$

$$m_{\text{aceite}}|_i = 148\text{gr} * 55,80\%$$

$$m_{\text{aceite}}|_i = 82,58\text{gr}$$

Para corroborar que los datos obtenidos en los pasos 2 y 3 son correctos se determina la masa de entrada.

$$\begin{aligned}
 m_{entrada} &= m_{sólidos} + m_{agua|_i} + m_{aceite|_i} \\
 m_{entrada} &= 54,65gr + 10,77gr + 82,58gr \\
 m_{entrada} &= 147,99gr
 \end{aligned}$$

Paso4: una vez obtenida la masa de las fases líquidas del fluido de perforación luego del calentamiento, se determina la cantidad de agua y de aceite en la muestra después de que ha sucedido el proceso de evaporación; se debe tener en cuenta que el contenido de sólidos (gr) no varía durante este proceso.

$$\begin{aligned}
 m_{fases-líquidas} &= m_{salida} - m_{sólidos} \\
 m_{fases-líquidas} &= 128,5gr - 54,65gr \\
 m_{fases-líquidas} &= 73,85gr
 \end{aligned}$$

Cuando se determina cuanto contenido de líquido de la muestra, lo siguiente es determinar cuanta masa hay de cada fase (agua y aceite). Para ello se multiplica el porcentaje másico de la fase por la masa líquida en las condiciones de salida.

$$\begin{aligned}
 m_{agua|_f} &= m_{fases-líquidas} * \%_{agua|_f} \\
 m_{agua|_f} &= 73,85gr * 3,00\% \\
 m_{agua|_f} &= 2,22gr
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 m_{aceite|_f} &= m_{fases-líquidas} * \%_{aceite|_f} \\
 m_{aceite|_f} &= 73,85gr * 97,00\% \\
 m_{aceite|_f} &= 71,63gr
 \end{aligned}$$

Para corroborar la masa de salida del balance de masa se procede a determinar la masa de salida

$$\begin{aligned}
 m_{salida} &= m_{sólidos} + m_{agua|_f} + m_{aceite|_f} \\
 m_{salida} &= 54,65gr + 2,22gr + 71,63gr \\
 m_{salida} &= 128,5gr
 \end{aligned}$$

Paso 5: Con los resultados del paso 3 y paso 5 se determina la cantidad de agua y aceite evaporadas. La suma del agua y aceite evaporados debe ser igual a la cantidad de masa que se perdió en el sistema. Teniendo los valores de las

condiciones iniciales ( $m_{agua|i}$  ,  $m_{aceite|i}$  ) y las condiciones finales ( $m_{agua|f}$  ,  $m_{aceite|f}$ ), se logra saber cuánto se evapora de cada fase.

$$m_{agua|e} = m_{agua|i} - m_{agua|f}$$

$$m_{agua|e} = 10,77gr - 2,22gr$$

$$m_{agua|e} = 8,55gr$$

$$m_{aceite|e} = m_{aceite|i} - m_{aceite|f}$$

$$m_{aceite|e} = 82,58gr - 71,63gr$$

$$m_{aceite|e} = 10,95gr$$

$$m_{evaporada} = m_{agua|e} + m_{aceite|e}$$

$$m_{evaporada} = 8,55gr + 10,95gr$$

$$m_{evaporada} = 19,5gr$$

Paso 6: Una vez se conoce la masa evaporada de cada fase se procede a llevar los resultados a término volumétricos. El objetivo del balance de masa es determinar cuánto volumen de aceite y agua se está perdiendo en una hora por efecto de la evaporación. Por consiguiente, los resultados máscicos son transformados a resultados en volumen (bls).

$$V_{agua} = \frac{m_{agua|e}}{\rho_{agua}}$$

$$V_{agua} = \frac{8,55gr}{0,99cc}$$

$$V_{agua} = 8,64cc$$

$$V_{aceite} = \frac{m_{aceite|e}}{\rho_{Cotu}}$$

$$V_{aceite} = \frac{10,95gr}{0,82cc}$$

$$V_{aceite} = 13,35cc$$

$$V_{total\ evaporado} = V_{agua} + V_{aceite}$$

$$V_{total\ evaporado} = 8,64cc + 13,35cc$$

$$V_{total\ evaporado} = 21,99cc$$

Paso 7: Conociendo el volumen total y el volumen de cada fase evaporado, se procede a realizar las conversiones necesarias para llevarlos a unidades de bbl/ft<sup>3</sup>h. los resultados mostrados anteriormente están dados en términos de una

hora, cabe resaltar que los procesos de calentamiento para evaluar la evaporación se realizaron durante este lapso de tiempo.

$$32,57cm^2 = 32,57cm^2 * \frac{1ft^2}{(30,48cm)^2} = 0,0351ft^2$$

$$1cc = 1cc * \frac{0,001L}{1cc} * \frac{1Gal}{3,78541L} * \frac{1bbl}{42Gal} = 6,2898 * 10^{-6}bbl$$

$$V_{agua} = \frac{8,64cc}{0,0351ft^2} = \frac{246,4cc}{ft^2} * \frac{6,2898 * 10^{-6}bbl}{1cc} = 0,001550 \frac{bbl}{ft^2h}$$

$$V_{aceite} = \frac{13,35cc}{0,0351ft^2} = \frac{380,92cc}{ft^2} * \frac{6,2898 * 10^{-6}bbl}{1cc} = 0,002392 \frac{bbl}{ft^2h}$$

$$V_{total\ evaporado} = 0,001550 \frac{bbl}{ft^2h} + 0,002392 \frac{bbl}{ft^2h}$$

$$V_{total\ evaporado} = 0,003942 \frac{bbl}{ft^2h}$$



## ANEXO D

### RESULTADOS DEL BALANCE DE MASA

#### FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COTU RELACIÓN 90/10:

TEMPERATURA (°F)	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	55,24	10,89	83,47	91,36	55,24	10,67	80,68	0,21	2,79	3,00
140	55,21	10,88	83,42	89,29	55,21	9,15	80,14	1,73	3,27	5,00
160	55,13	10,86	83,30	85,77	55,13	6,47	79,30	4,40	4,00	8,40
180	55,02	10,84	83,14	80,98	55,02	4,72	76,26	6,12	6,88	13,00
200	54,65	10,77	82,58	73,85	54,65	2,22	71,63	8,55	10,95	19,50

TEMPERATURA (°F)	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	0,21	3,40	3,61	6,07	96,90	102,97	0,00004	0,00061	0,00065
140	1,74	3,99	5,74	49,67	113,75	163,42	0,00031	0,00072	0,00103
160	4,44	4,88	9,32	126,48	139,14	265,63	0,00080	0,00088	0,00167
180	6,18	8,39	14,57	176,14	239,01	415,15	0,00111	0,00150	0,00261
200	8,64	13,35	21,99	246,11	380,38	626,48	0,00155	0,00239	0,00394

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COTU RELACIÓN 80/20:**

	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
TEMPERATURA (°F)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	52,61	22,21	75,07	94,29	52,61	21,86	72,43	0,35	2,65	3,00
140	52,44	22,14	74,82	91,16	52,44	18,36	72,80	3,77	2,03	5,80
160	52,30	22,08	74,62	88,80	52,30	16,46	72,35	5,62	2,28	7,90
180	51,98	21,95	74,17	83,52	51,98	13,32	70,20	8,63	3,97	12,60
200	51,60	21,78	73,62	77,90	51,60	11,19	66,72	10,60	6,90	17,50

	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
TEMPERATURA (°F)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	0,36	3,23	3,58	10,18	92,09	102,27	0,00006	0,00058	0,00064
140	3,81	2,47	6,28	108,78	70,48	179,25	0,00068	0,00044	0,00113
160	5,68	2,78	8,46	162,07	79,20	241,27	0,00102	0,00050	0,00152
180	8,72	4,84	13,56	248,66	138,19	386,85	0,00156	0,00087	0,00243
200	10,70	8,42	19,12	305,37	240,20	545,58	0,00192	0,00151	0,00343

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COTU RELACIÓN 70/30:**

	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
TEMPERATURA (°F)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	49,72	33,65	66,53	93,58	49,72	31,18	62,41	2,48	4,12	6,60
140	50,18	33,97	67,15	94,82	50,18	28,50	66,32	5,47	0,83	6,30
160	49,35	33,41	66,04	90,55	49,35	25,38	65,17	8,03	0,87	8,90
180	48,72	32,98	65,20	85,88	48,72	22,66	63,22	10,32	1,98	12,30
200	48,09	32,55	64,35	79,91	48,09	19,40	60,50	13,15	3,85	17,00

	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
TEMPERATURA (°F)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	2,50	5,03	7,53	71,41	143,42	214,83	0,00045	0,00090	0,00135
140	5,53	1,01	6,54	157,64	28,88	186,52	0,00099	0,00018	0,00117
160	8,11	1,06	9,17	231,35	30,35	261,70	0,00145	0,00019	0,00164
180	10,43	2,41	12,84	297,47	68,82	366,29	0,00187	0,00043	0,00230
200	13,28	4,69	17,98	379,00	133,92	512,92	0,00238	0,00084	0,00322

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COESGEN RELACIÓN 90/10:**

TEMPERATURA (°F)	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	54,05	11,05	85,20	94,65	54,05	9,51	85,15	1,54	0,06	1,60
140	53,76	10,99	84,75	89,94	53,76	7,86	82,08	3,14	2,66	5,80
160	54,01	11,05	85,15	87,09	54,01	6,20	80,89	4,85	4,25	9,10
180	53,97	11,04	85,09	84,33	53,97	4,81	79,52	6,23	5,57	11,80
200	53,33	10,91	84,07	80,27	53,33	3,44	76,83	7,46	7,24	14,70

TEMPERATURA (°F)	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	1,56	0,07	1,63	44,47	1,91	46,38	0,00028	0,00001	0,00029
140	3,17	3,13	6,30	90,37	89,43	179,80	0,00057	0,00056	0,00113
160	4,90	5,00	9,90	139,68	142,77	282,44	0,00088	0,00090	0,00177
180	6,29	6,56	12,85	179,45	187,07	366,52	0,00113	0,00117	0,00230
200	7,54	8,51	16,05	215,09	242,90	457,99	0,00135	0,00153	0,00288

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COESGEN RELACIÓN 80/20:**

	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
TEMPERATURA (°F)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	51,47	22,37	76,66	96,33	51,47	20,74	75,59	1,63	1,07	2,70
140	50,21	21,82	74,77	91,59	50,21	18,23	73,36	3,59	1,41	5,00
160	51,06	22,19	76,05	89,94	51,06	15,80	74,14	6,40	1,90	8,30
180	51,20	22,25	76,25	87,40	51,20	13,77	73,63	8,48	2,62	11,10
200	50,72	22,04	75,54	83,58	50,72	12,00	71,58	10,04	3,96	14,00

	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
TEMPERATURA (°F)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	1,65	1,26	2,91	47,00	35,89	82,89	0,00030	0,00023	0,00052
140	3,62	1,66	5,29	103,37	47,44	150,80	0,00065	0,00030	0,00095
160	6,46	2,24	8,70	184,34	63,89	248,23	0,00116	0,00040	0,00156
180	8,57	3,08	11,65	244,39	87,94	332,33	0,00153	0,00055	0,00209
200	10,14	4,66	14,80	289,39	132,86	422,25	0,00182	0,00083	0,00265

**FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE COESGEN RELACIÓN 70/30:**

TEMPERATURA (°F)	Condiciones Iniciales			Condiciones una hora después				Evaporación		
	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA FASE LÍQUIDA (gr)	MASA SOLIDOS (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA AGUA (gr)	MASA ACEITE (gr)	MASA TOTAL (gr)
120	49,43	33,98	67,39	97,47	49,43	31,41	66,06	2,57	1,33	3,90
140	48,87	33,60	66,63	95,33	48,87	28,76	66,56	4,84	0,06	4,90
160	48,74	33,51	66,45	91,36	48,74	25,17	66,19	8,35	0,25	8,60
180	48,09	33,06	65,55	87,11	48,09	21,94	65,17	11,12	0,38	11,50
200	48,38	33,26	65,96	86,22	48,38	20,80	65,41	12,46	0,54	13,00

TEMPERATURA (°F)	Evaporación; A = 32,57cm <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>			Evaporación; A = 1ft <sup>2</sup>		
	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (cc)	VOLUMEN ACEITE (cc)	VOLUMEN TOTAL (cc)	VOLUMEN AGUA (bls)	VOLUMEN ACEITE (bls)	VOLUMEN TOTAL (bls)
120	2,60	1,56	4,16	74,07	44,64	118,71	0,00047	0,00028	0,00075
140	4,89	0,07	4,96	139,38	2,14	141,51	0,00088	0,00001	0,00089
160	8,43	0,30	8,73	240,50	8,55	249,05	0,00151	0,00005	0,00156
180	11,23	0,45	11,68	320,33	12,91	333,24	0,00201	0,00008	0,00209
200	12,58	0,64	13,22	359,06	18,16	377,21	0,00225	0,00011	0,00237

## ANEXO E CONSTRUCCIÓN PARA LA ECUACIÓN DE EVAPORACIÓN DEL ACEITE EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

A continuación se mostrará el procedimiento para la determinación de las curvas que describen la evaporación del fluido de perforación, en cada fracción del aceite. Se tomará un ejemplo para mostrar el paso a paso para hallar la ecuación.

Se parte del concepto de la ecuación cuadrática, que es la tendencia que muestran las curvas en las **Grafica 17** y **Gráfica 18**.

$$y = ax^2 + bx + c$$

Con los resultados de laboratorio, se halló la evaporación del aceite  $E_o$  ( $y$ ) a unas condiciones de temperatura  $T(x)$ , por lo tanto se determina el valor de las constantes  $a$ ,  $b$  y  $c$ , mediante el uso de un sistema de ecuaciones.

Se determinará la ecuación de la curva del fluido de perforación base diésel Cotu con un porcentaje de aceite de 70 % ( $Y_o = 0.7$ ). Se reemplazarán los resultados obtenidos de esta prueba (ver **Tabla 20**). Se reemplaza  $y$  y  $x$ , en los cuatro puntos de la curva.

Sistema de ecuaciones.

$$\left\{ \begin{array}{l} 0.00018135 = a * (140)^2 + b * (140) + c \quad (1) \\ 0.0001906 = a * (160)^2 + b * (160) + c \quad (2) \\ 0.00043218 = a * (180)^2 + b * (180) + c \quad (3) \\ 0.00084100 = a * (200)^2 + b * (200) + c \quad (4) \end{array} \right.$$

Ahora se multiplica la ecuación (1) por menos uno y se suma con la ecuación (2).

$$-(1) + (2) \left\{ \begin{array}{l} -0.00018135 = -19600a - 140b - c \\ 0.0001906 = 25600a + 160b + c \\ \hline 9.25 * 10^{-6} = 6000a + 20b \quad (5) \end{array} \right.$$

Se despeja  $b$  de la ecuación (5), se tiene:

$$b = \frac{(9.25 * 10^{-6}) - 6000a}{20} \quad (6)$$

Ahora se multiplica la ecuación (3) por menos uno y se suma con la ecuación (4).

$$-(3) + (4) \left\{ \begin{array}{l} -0.00043218 = -32400a - 180b - c \\ 0.00084100 = 40000a + 200b + c \\ \hline 4.0882 * 10^{-4} = 7600a + 20b \end{array} \right. \quad (7)$$

Se despeja  $b$  de la ecuación (7), se tiene:

$$b = \frac{(4.0882 * 10^{-4}) - 7600a}{20} \quad (8)$$

Se igualan las ecuaciones (6) y (8), y se halla la constante  $a$

$$\frac{(9.25 * 10^{-6}) - 6000a}{20} = \frac{(4.0882 * 10^{-4}) - 7600a}{20}$$

$$a = 2.4973125 * 10^{-7}$$

Se reemplaza  $a$  en la ecuación (6), para hallar la constante  $b$ .

$$b = \frac{(9.25 * 10^{-6}) - 6000 * 2.4973125 * 10^{-7}}{20}$$

$$b = -7.4456875 * 10^{-5}$$

Se comprueba el valor de  $b$ , reemplazando  $a$  en la ecuación (8),

$$b = \frac{(4.0882 * 10^{-4}) - 7600 * 2.4973125 * 10^{-7}}{20}$$

$$b = -7.4456875 * 10^{-5}$$

Para hallar la constante  $c$ , se reemplaza  $a$  y  $b$ , en cualquier ecuación ya sea la (1), (2), (3) o (4), sabiendo que para (1), (2) el valor de  $c$  es igual y para las ecuaciones (3) y (4) el valor de  $c$  es igual. Se tomó el valor de  $c$  de la ecuación (2).

$$0.0001906 = 2.4973125 * 10^{-7} * (160)^2 \pm 7.4456875 * 10^{-5} * (160) + c$$

$$c = 5.71058 * 10^{-3}$$



Por último se reemplaza  $a$ ,  $b$  y  $c$  en la ecuación cuadrática general.

$$y = 2.4973125 * 10^{(-7)}x^2 - 7.4456875 * 10^{(-5)}x + 5.71058 * 10^{(-3)}$$

Se reemplaza  $y$  por  $E_o$  y  $x$  por  $T$ .

$$E_o = 2.4973125 * 10^{(-7)}T^2 - 7.4456875 * 10^{(-5)}T + 5.71058 * 10^{(-3)}$$

De esta manera se halló la ecuación de la curva para la evaporación del fluido de perforación diésel Cotu con un contenido de aceite del 70% ( $Y_o = 0.7$ ).

Según el procedimiento anterior, se presentan las ecuaciones de evaporación del fluido de perforación diésel Cotu:

- $Y_o = 0.70$

$$E_o = 2.4973125 * 10^{(-7)}T^2 - 7.4456875 * 10^{(-5)}T + 5.71058 * 10^{(-3)}$$

- $Y_o = 0.75$

$$E_o = 3.0796062 * 10^{(-7)}T^2 - 9.07881875 * 10^{(-5)}T + 6.986288 * 10^{(-3)}$$

- $Y_o = 0.80$

$$E_o = 3.6616875 * 10^{(-7)}T^2 - 1.07112625 * 10^{(-4)}T + 8.26145 * 10^{(-3)}$$

- $Y_o = 0.85$

$$E_o = 4.1104375 * 10^{(-7)}T^2 - 1.17951625 * 10^{(-4)}T + 9.0358 * 10^{(-3)}$$

- $Y_o = 0.90$

$$E_o = 4.559125 * 10^{(-7)}T^2 - 1.2878825 * 10^{(-4)}T + 9.91564 * 10^{(-3)}$$

Se presentan las ecuaciones de evaporación del fluido de perforación diésel Coesgen

- $Y_o = 0.70$

$$E_o = -4.58725 * 10^{(-9)}T^2 + 3.389855 * 10^{(-6)}T - 3.712455 * 10^{(-4)}$$

- $Y_0 = 0.75$

$$E_0 = 5.35625 * 10^{(-8)}T^2 - 1.247825 * 10^{(-5)}T + 8.5279 * 10^{(-4)}$$

- $Y_0 = 0.80$


$$E_0 = 1.1170625 * 10^{(-7)}T^2 - 2.8344375 * 10^{(-5)}T + 2.07666 * 10^{(-3)}$$

- $Y_0 = 0.85$

$$E_0 = 6.07375 * 10^{(-8)}T^2 - 7.26375 * 10^{(-6)}T + 2.0311 * 10^{(-4)}$$

- $Y_0 = 0.90$

$$E_0 = 9.375 * 10^{(-9)}T^2 - 1.39375 * 10^{(-5)}T - 1.573 * 10^{(-3)}$$

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Juan Felipe Beltrán Ruiz** y **Nishma Hamad Velandia** en calidad de titulares de la obra **DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA CUANTIFICAR LA EVAPORACIÓN DE LAS FASES LÍQUIDAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE EN LAS OPERACIONES DE PIEDEMONTES**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicarnos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 8 días del mes de Agosto del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Juan Felipe	Beltrán Ruiz
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1020796062	

##### Autor 2

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Nishma	Hamad Velandia
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1032463296	