



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**OBTENCIÓN DE UNA PÍLDORA DE ENCAPSULAMIENTO  
PARA RIPIOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA A  
PARTIR DE LA SÁBILA**

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

**MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO RENÉ RAMOS AGUIRRE**

**Quito, noviembre 2017**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2017  
Reservados todos los derechos de reproducción

# FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1720483872
APELLIDO Y NOMBRES:	MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO
DIRECCIÓN:	AV. GONZALES SUÁREZ 1412 Y CORUÑA, EDIFICIO TERRAZA DEL VALLE, PISO 4, DPTO 402
EMAIL:	<a href="mailto:andmor@hotmail.es">andmor@hotmail.es</a>
TELÉFONO FIJO:	02229836
TELÉFONO MÓVIL:	+593 983035513

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	OBTENCIÓN DE UNA PÍLDORA DE ENCAPSULAMIENTO PARA RIPIOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA A PARTIR DE LA SÁBILA.
AUTOR O AUTORES:	MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	24 DE NOVIEMBRE DEL 2017
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	RAMOS AGUIRRE FAUSTO RENÉ
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO DE PETRÓLEOS
RESUMEN:	<p>En el proceso de perforación de pozos petroleros uno de los problemas más significativos es la hidratación de las arcillas, estas al estar en contacto con el fluido de perforación base agua tienden a hincharse, provocando un aumento en los ripios de perforación presentes en el pozo. En el presente trabajo, el objetivo fue la obtención de una píldora de encapsulamiento de ripios para fluidos base agua a partir del gel de sábila (<i>Aloe Barbadensis</i>), el cual se caracterizó mediante pruebas de laboratorio establecidas en la norma API 13B-1 otorgando propiedades similares a las del producto comercial</p>

	<p>Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) usado como encapsulador inhibidor, con un punto cedente igual a 8 (lb/100pies<sup>2</sup>). Para lograr mantener estables las propiedades reológicas del gel, se formuló tres fluidos diferentes definidos como F1, F2 y F3 usando al gel de sábila (<i>Aloe Barbadensis</i>) como fase líquida principal y con diferentes aditivos químicos como: bactericida GLUAC-100, hidróxido de sodio y aceite de silicona. Obteniendo como resultado de las pruebas reológicas en un período de 6 días que el fluido F2 no es viable para seguir con el proceso experimental, ya que se obtuvo un valor de punto cedente de 1 (lb/100pies<sup>2</sup>) valor que es menor a los resultados obtenidos de las pruebas reológicas realizadas al producto comercial PHPA que otorgó un valor de punto cedente de 3 (lb/100pies<sup>2</sup>). Para encontrar la concentración específica para la formulación de lodos se agregó un gramo paulatinamente del fluido F1 en el lodo base y un gramo paulatinamente del fluido F3 en el lodo base realizando pruebas de reología hasta alcanzar un intervalo de punto cedente entre 25 y 35 (lb/100pies<sup>2</sup>), el fluido F3 fue el único que alcanzo dicho intervalo a una concentración de 20 lb por cada barril de fluido base. Se realizó pruebas de filtrado al lodo base, lodo base con PHPA y lodo base con el fluido F3 con el fin de determinar si existe algún cambio en las propiedades del fluido de perforación, obteniendo un valor de 5,8 (ml/30 min). Para evaluar la capacidad gel de sábila (<i>Aloe Barbadensis</i>) como aditivo encapsulador inhibidor se realizó la prueba de hinchamiento lineal dinámico al lodo base con 20 lb por cada barril del fluido F3 como aditivo encapsulador inhibidor, obteniendo como resultado una reducción del hinchamiento de las arcillas con un 2,9% concluyendo de esta forma que el gel de sábila (<i>Aloe Barbadensis</i>) puede ser utilizado como aditivo encapsulador inhibidor en la formulación de lodos de perforación para garantizar el correcto manejo de los rípios de perforación. Este estudio fue de tipo experimental apoyado en pruebas de laboratorio de las instalaciones de la empresa CNPC – CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, en convenio con la Universidad Tecnológica Equinoccial.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p><b>GEL DE “ALOE BARBADENSIS”, ENCAPSULADOR DE RIPIOS DE PERFORACIÓN, FLUIDOS DE PERFORACIÓN.</b></p>

**ABSTRACT:**

In the process of drilling oil wells one of the most significant problems is the hydration of the clays, these being in contact with the water-based drilling fluid tend to swell, causing an increase in the drilling debris present in the well. In the present work, the objective was to obtain a pill for encapsulating gravel for water-based fluids from aloe gel (*Aloe Barbadensis*), which was characterized by laboratory tests established in the API 13B-1 standard granting properties similar to the commercial product Partially Hydrolyzed Polyacrylamide (PHPA) used as inhibitor encapsulator, with a yield point equal to 8 (lb / 100pies<sup>2</sup>). In order to maintain the rheological properties of the gel stable, three different fluids defined as F1, F2 and F3 were formulated using aloe gel (*Aloe Barbadensis*) as the main liquid phase and with different chemical additives such as: bactericide GLUAC-100, sodium hydroxide and silicone oil. Obtaining as a result of the rheological tests in a period of 6 days that the F2 fluid is not viable to continue with the experimental process, since a yield point value of 1 (lb / 100pies<sup>2</sup>) value was obtained that is lower than the results obtained from the rheological tests carried out on the commercial product PHPA that granted a value of yield point of 3 (lb / 100pies<sup>2</sup>). To find the specific concentration for the sludge formulation, one gram was added gradually from the F1 fluid in the base mud and one gram gradually from the F3 fluid in the base mud performing rheology tests until reaching a yield point range between 25 and 35 (lbs. / 100pies<sup>2</sup>), the F3 fluid was the only one that reached said interval at a concentration of 20 lbs per barrel of base fluid. Filtering tests were performed on the base mud, base mud with PHPA and base mud with the F3 fluid in order to determine if there is any change in the properties of the drilling fluid, obtaining a value of 5.8 (ml / 30 min) . To evaluate the gel capacity of aloe (*Aloe Barbadensis*) as an inhibitor encapsulating additive, the dynamic linear swelling test was carried out on the base mud with 20 lbs per barrel of the F3 fluid as an inhibitor encapsulating additive, resulting in a reduction of the swelling of the clays. with 2.9% concluding in this way that aloe gel (*Aloe Barbadensis*) can be used as an inhibitor encapsulating additive in the formulation of drilling muds to guarantee the correct handling of drilling gravel. This study was of experimental type supported by laboratory tests of the

	facilities of the company CNPC - CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, in agreement with the Technological University Equinoccial.
<b>KEYWORDS</b>	<b>ALOE GEL "ALOE BARBADENSIS", ENCAPSULATOR OF DRILLING RIPPS, DRILLING FLUIDS.</b>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f: \_\_\_\_\_



**MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**  
C.I.1720483872

# DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**, C.I: **1720483872** autor del proyecto titulado: **“Obtención de una píldora de encapsulamiento de ripios de fluido de perforación base agua a partir de la sábila”** previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, noviembre de 2017

f: \_\_\_\_\_



**MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**

C.I.1720483872

## DECLARACIÓN

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

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

f: \_\_\_\_\_



**MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**

C.I.1720483872



# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título **“obtención de una píldora de encapsulamiento de ripios de perforación base agua a partir de la sábila”**, que, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por **MORÁN FÉLIX ANDRÉS LEONARDO**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

f: \_\_\_\_\_

Ing. Fausto René Ramos Aguirre

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I.1705134102

# DEDICATORIA

A mis Padres, **Elba Félix Pérez** y **Gonzalo Prócel Vega**, quienes han sido mi apoyo durante mi carrera universitaria, que con su perseverancia y sacrificio han logrado que pueda cumplir con mis objetivos.

A mi madre **Elba Félix** por ser mi pilar fundamental durante toda mi vida, que con su lucha diaria demostró ser un ejemplo a seguir, brindándome los valores necesarios para llegar a ser un gran profesional.

A mi novia e ingeniera **Tanya Zurita** quien estuvo a mi lado siendo un gran apoyo y fortaleza para lograr mis objetivos.

A mis amigos y compañeros de la universidad, que también fueron parte de este transcurso académico.

**ANDRÉS MORÁN F.**

# AGRADECIMIENTO

A mis padres por todo su sacrificio durante esta etapa de mi vida y lograr convertirme en un mejor profesional.

Agradezco a la empresa CNPC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, por darme la oportunidad de realizar el presente trabajo en sus instalaciones y al ingeniero a cargo **Henry Romero**, quien con todo su conocimiento hizo posible la culminación del trabajo de titulación.

A **Tanya Zurita** quien estuvo apoyándome durante todo este tiempo de preparación y finalización del trabajo de titulación, siendo una guía y apoyo en todo momento.

Agradezco a la Universidad Tecnológica Equinoccial y al ingeniero **Fausto Ramos** que con su gran conocimiento y enseñanza me ha ayudado a ser un mejor profesional.

**ANDRÉS MORÁN F.**

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	3
1.1 OBJETIVOS	5
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	5
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
<b>2. METODOLOGÍA</b>	6
2.1 PROCESO DE EXTRACCIÓN DEL GEL DE SÁBILA	6
2.2 USO DEL GEL DE ALOE BARBADENSIS COMO ENCAPSULADOR DE RIPIOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA	7
2.3 PRESERVACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL GEL DE SÁBILA ( <i>ALOE BARBADENSIS</i> )	7
2.4 DISEÑO EXPERIMENTAL	8
2.4.1 CONCENTRACIÓN DEL GEL DE SÁBILA	8
2.4.2 REOLOGÍA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	9
2.4.3 PRUEBA DE FILTRADO	9
2.4.4 PRUEBA DE pH	10
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	11
3.1 CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DEL GEL DE ALOE BARBADENSIS	11
3.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS F1, F2 Y F3	12
3.2.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F1 Y PHPA	12
3.2.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F2 Y PHPA	13

	<b>PÁGINA</b>
3.2.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F3 Y PHPA	13
3.3 RESULTADOS DE LA CONCENTRACIÓN DEL GEL DE SÁBILA ( <i>ALOE BARBADENSIS</i> ) COMO ENCAPSULADOR INHIBIDOR EN LA FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	14
3.4 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FILTRADO	16
3.5 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE pH	17
3.6 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO	17
3.6.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE	19
3.6.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE CON PHPA	19
3.6.3 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE CON EL FLUIDO F3	20
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>21</b>
4.1 CONCLUSIONES	21
4.2 RECOMENDACIONES	22
<b>5. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>23</b>
<b>6. ANEXOS</b>	<b>27</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación	3
<b>Tabla 2.</b> Características del gel de Sábila (Aloe Barbadensis) y la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA)	7
<b>Tabla 3.</b> Fluidos formulados con gel de Sábila y aditivos químicos para su preservación	8
<b>Tabla 4.</b> Formulación del lodo base sin encapsulador	8
<b>Tabla 5.</b> Propiedades Reológicas del Polímero PHPA y del Gel de Sábila	11
<b>Tabla 6.</b> Propiedades Reológicas de los fluidos F1, F2, F3 y polímero sintético PHPA	12
<b>Tabla 7.</b> Formulación del fluido base sin aditivo encapsulador inhibidor	14
<b>Tabla 8.</b> Propiedades reológicas del lodo base con polímero sintético PHPA como encapsulador inhibidor	15
<b>Tabla 9.</b> Propiedades reológicas del fluido F1 y F3, formulados en el fluido base a diferentes concentraciones	15
<b>Tabla 10.</b> Formulación del fluido de perforación con gel de sábila con silicona como aditivo encapsulador inhibidor	16
<b>Tabla 11.</b> Resultados de las pruebas de filtrado	16
<b>Tabla 12.</b> Resultados de las pruebas de pH	17
<b>Tabla 13.</b> Hinchamiento lineal de los lodos de perforación	18

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.</b> Proceso de extracción del gel de Sábila	6
<b>Figura 2.</b> Propiedades reológicas del PHPA y el gel de sábila	11
<b>Figura 3.</b> Propiedades reológicas Fluido F1 y PHPA	12
<b>Figura 4.</b> Propiedades reológicas del Fluido F2 y PHPA	13
<b>Figura 5.</b> Propiedades reológicas Fluido F3 y PHPA	13
<b>Figura 6.</b> Hinchamiento Lineal del lodo base	19
<b>Figura 7.</b> Hinchamiento Lineal Dinámico de lodo base con PHPA	19
<b>Figura 8.</b> Hinchamiento Lineal Dinámico de lodo base con fluido F3	20

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1.</b> Hoja de Sábila (Aloe Barbadensis)	27
<b>ANEXO 2.</b> Sábila con aditivos para su preservación	27
<b>ANEXO 3.</b> Aditivos utilizados	27
<b>ANEXO 4.</b> Reómetro OFITE	28
<b>ANEXO 5.</b> Filtro Prensa API OFITE	28
<b>ANEXO 6.</b> pH metro digital	28
<b>ANEXO 7.</b> Equipo Dinamic Swellmeter	29



## RESUMEN

En el proceso de perforación de pozos petroleros uno de los problemas más significativos es la hidratación de las arcillas, estas al estar en contacto con el fluido de perforación base agua tienden a hincharse, provocando un aumento en los ripsos de perforación presentes en el pozo. En el presente trabajo, el objetivo fue la obtención de una píldora de encapsulamiento de ripsos para fluidos base agua a partir del gel de sábila (*Aloe Barbadensis*), el cual se caracterizó mediante pruebas de laboratorio establecidas en la norma API 13B-1 otorgando propiedades similares a las del producto comercial Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) usado como encapsulador inhibidor, con un punto cedente igual a 8 (lb/100 pies<sup>2</sup>). Para lograr mantener estables las propiedades reológicas del gel, se formuló tres fluidos diferentes definidos como F1, F2 y F3 usando al gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) como fase líquida principal y con diferentes aditivos químicos como: bactericida GLUAC-100, hidróxido de sodio y aceite de silicona. Obteniendo como resultado de las pruebas reológicas en un período de 6 días que el fluido F2 no es viable para seguir con el proceso experimental, ya que se obtuvo un valor de punto cedente de 1 (lb/100 pies<sup>2</sup>) valor que es menor a los resultados obtenidos de las pruebas reológicas realizadas al producto comercial PHPA que otorgó un valor de punto cedente de 3 (lb/100 pies<sup>2</sup>). Para encontrar la concentración específica para la formulación de lodos se agregó un gramo paulatinamente del fluido F1 en el lodo base y un gramo paulatinamente del fluido F3 en el lodo base realizando pruebas de reología hasta alcanzar un intervalo de punto cedente entre 25 y 35 (lb/100 pies<sup>2</sup>), el fluido F3 fue el único que alcanzo dicho intervalo a una concentración de 20 lb por cada barril de fluido base. Se realizó pruebas de filtrado al lodo base, lodo base con PHPA y lodo base con el fluido F3 con el fin de determinar si existe algún cambio en las propiedades del fluido de perforación, obteniendo un valor de 5,8 (ml/30 min). Para evaluar la capacidad gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) como aditivo encapsulador inhibidor se realizó la prueba de hinchamiento lineal dinámico al lodo base con 20 lb por cada barril del fluido F3 como aditivo encapsulador inhibidor, obteniendo como resultado una reducción del hinchamiento de las arcillas con un 2,9% concluyendo de esta forma que el gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) puede ser utilizado como aditivo encapsulador inhibidor en la formulación de lodos de perforación para garantizar el correcto manejo de los ripsos de perforación. Este estudio fue de tipo experimental apoyado en pruebas de laboratorio de las instalaciones de la empresa CNPC – CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, en convenio con la Universidad Tecnológica Equinoccial.

**Palabras claves:** GEL DE “ALOE BARBADENSIS”, ENCAPSULADOR DE RIPIOS DE PERFORACIÓN, FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

## ABSTRACT

In the process of drilling oil wells one of the most significant problems is the hydration of the clays, these being in contact with the water-based drilling fluid tend to swell, causing an increase in the drilling debris present in the well. In the present work, the objective was to obtain a pill for encapsulating gravel for water-based fluids from aloe gel (*Aloe Barbadensis*), which was characterized by laboratory tests established in the API 13B-1 standard granting properties similar to the commercial product Partially Hydrolyzed Polyacrylamide (PHPA) used as an inhibitor encapsulator, with a yield point equal to 8 lb / 100 ft<sup>2</sup>. In order to maintain the rheological properties of the gel stable, three different fluids defined as F1, F2 and F3 were formulated using aloe gel (*Aloe Barbadensis*) as the main liquid phase and with different chemical additives such as: bactericide GLUAC-100, sodium hydroxide and silicone oil. Obtaining as a result of the rheological tests in a period of 6 days that the F2 fluid is not viable to continue with the experimental process, since a value of yield point of 1 lb / 100 ft<sup>2</sup> value was obtained that is lower than the obtained results of the rheological tests performed on the commercial product PHPA that granted a value of yield point of 3 (lb / 100 ft<sup>2</sup>). To find the specific concentration for the sludge formulation, one gram was added gradually from the F1 fluid in the base mud and one gram gradually from the F3 fluid in the base mud performing rheology tests until reaching a yield point range between 25 and 35 (lbs. / 100 ft<sup>2</sup>), the F3 fluid was the only one that reached that interval at a concentration of 20 lbs per barrel of base fluid. Filtering tests were performed on the base mud, base mud with PHPA and base mud with the F3 fluid in order to determine if there is any change in the properties of the drilling fluid, obtaining a value of 5.8 (ml / 30 min) . To evaluate the gel capacity of aloe (*Aloe Barbadensis*) as an inhibitor encapsulating additive, the dynamic linear swelling test was carried out on the base mud with 20 lbs per barrel of the F3 fluid as an inhibitor encapsulating additive, resulting in a reduction of the swelling of the clays. with 2.9% concluding in this way that aloe gel (*Aloe Barbadensis*) can be used as an inhibitor encapsulating additive in the formulation of drilling muds to guarantee the correct handling of drilling gravel. This study was of experimental type supported by laboratory tests of the facilities of the company CNPC - CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, in agreement with the Technological University Equinoccial.

**Key words:** ALOE GEL “*ALOE BARBADENSIS*”, ENCAPSULATOR OF DRILLING RIPPS, DRILLING FLUIDS.

## **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

Para conseguir una perforación de pozos petroleros exitosa, se debe considerar varios factores y uno fundamental es la selección de fluido de perforación idóneo. La finalidad de dicho fluido es hacer más rápida y segura la producción de pozos petroleros, mediante el cumplimiento de ciertas funciones las cuales son controladas a partir de las características físicas y químicas apropiadas para los diferentes escenarios de perforación y de las formaciones a atravesar (PDVSA, 2002). Ver Tabla 1.

**Tabla 1.** Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación

Propiedades Físicas	Propiedades Químicas
Densidad	Dureza
Reología	Cloruros
Viscosidad	Alcalinidad
Punto cedente	
Gelificación	
Filtrado	
pH	
Contenido de arena	
Contenido de sólidos y líquidos	

(PDVSA, 2002)

El fluido de perforación es el factor que apoya a resolver los problemas de inestabilidad del hoyo provocado por la hidratación e hinchazón de las arcillas, debido a las interacciones sólido-líquido con los lodos base agua, esto genera mayor cantidad de sólidos, los sólidos son parte de la formulación del fluido que se agregan para lograr las características apropiadas del mismo, sumándose las partes que se separan de la formación por la actividad ejercida por la sarta de perforación. Los sólidos generan problemas en la construcción del pozo como el aumento de torque, arrastre y pega diferencial de la tubería, provocando pérdidas económicas (PDVSA, 2002).

El polímero más empleado para reducir el hinchamiento de las arcillas evitando la presencia de sólidos en el fluido es la denominada poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) la cual es usada como inhibidor de lutita y como polímero sintético encapsulador de sólidos (Orbe, 2009).

El principio del encapsulador de ripios es cubrir las arcillas para evitar la hidratación del hoyo, así como también impedir que los sólidos sufran una

reducción de tamaño como resultado del camino que recorren desde el fondo hasta superficie y la actividad que ejerce la sarta de perforación, provocando que los rípios no puedan ser expulsados del sistema (PDVSA, 2002).

En la actualidad se cuenta con una amplia selección de polímeros, encontrándose: geles poliméricos sintéticos y naturales como el gel de sábila (Vega, Mottola, Colivet, & Castillo, 2015). La sábila (*Aloe Barbadensis*) es una planta monocotiledónea, perteneciente a la familia Liliáceas, de hojas erectas de consistencia carnosa (Guzmán, 2012). El gel es el producto principal que se requiere extraer de las hojas de la planta de sábila, este se encuentra en la zona interior, protegida por una gruesa y robusta piel (Torres & Ozaeta, 2011).

Fundamentándose en la capacidad de gelificación de la sábila se consideró la posibilidad de utilizar el gel de (*Aloe Barbadensis*) como encapsulador inhibidor de rípios de fluido de perforación base agua obteniendo resultados mediante pruebas de laboratorio, con el fin de elaborar un producto natural que evite la contaminación del lodo y reduzca el costo de producción por barril debido a su alta disponibilidad en el país.

Al ser un producto natural se evaluó la conservación del mismo en un periodo determinado, se utilizó GLUBAC-100 el cual es usado para producir medios defensivos contra las bacterias. Otro elemento utilizado fue el aceite de silicona el cual es inerte y estable a altas temperaturas lo que lo hace útil en gran variedad de aplicaciones industriales (Zurita, 2017).

Por último, se utilizó soda caustica para incrementar el pH del gel y así evaluar la conservación de las propiedades reológicas en un escenario semejante al lodo base que fue utilizado para las pruebas posteriores de laboratorio. Para garantizar que no exista problemas con la filtración de los fluidos hacia la formación y que las propiedades del revoque como: espesor, firmeza y permeabilidad no produzcan problemas en el proceso de perforación, se realizó pruebas de filtrado API según el procedimiento establecido en la norma API 13B-1 (PDVSA, 2002).

La prueba que nos permite evaluar al gel de sábila como encapsulador es el hinchamiento lineal dinámico, que es un método para examinar la interacción entre fluidos base agua y muestras de corte de formación en condiciones simuladas de temperatura mientras que el fluido se encuentra en movimiento (API, 2000).

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Obtener una píldora de encapsulamiento para ripsos de fluidos de perforación base agua de pozos petroleros a partir del gel de sábila (*Aloe Barbadensis*).

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar el aditivo que permita mantener las propiedades reológicas del gel de sábila en un período de 6 días, a partir de pruebas de reología realizadas en condiciones de operación (120°F).
- Determinar la concentración de gel de sábila idóneo para ser formulado en fluidos de perforación base agua como encapsulador de ripsos.
- Evaluar la capacidad del gel de sábila formulado en lodos de perforación base agua como encapsulador inhibidor mediante pruebas de laboratorio, filtrado e hinchamiento lineal, a condiciones de operación (150 °F).

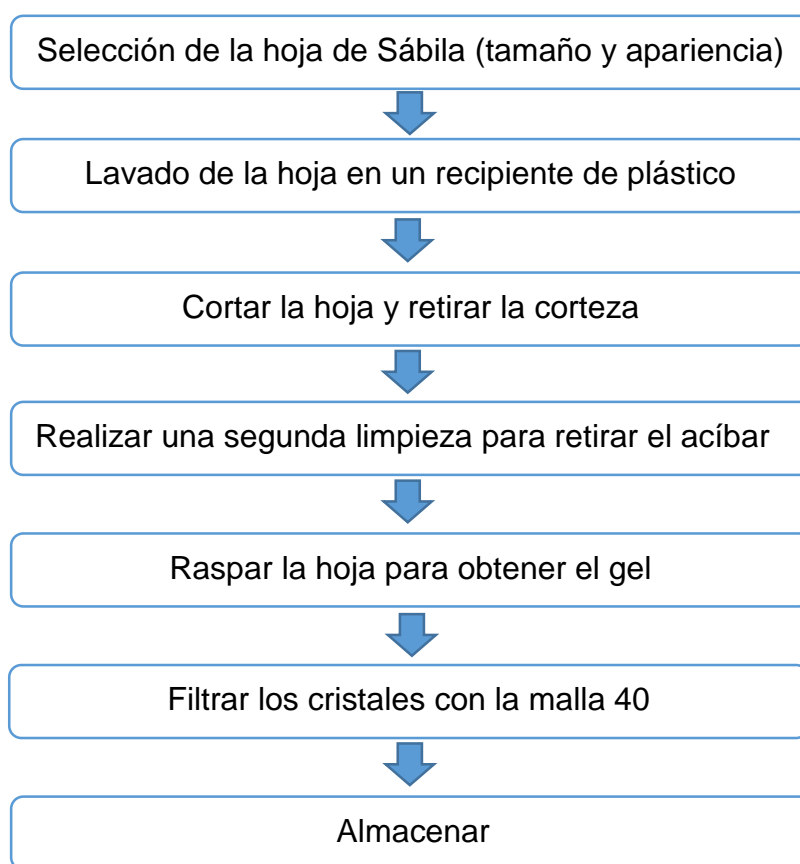
## **2. METODOLOGÍA**

## 2. METODOLOGÍA

El estudio se realizó inicialmente en el laboratorio de fluidos de perforación de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería de Petróleos en colaboración de la empresa CNPC-CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador, en aplicación al convenio existente con la Universidad Tecnológica Equinoccial.

### 2.1 PROCESO DE EXTRACCIÓN DEL GEL DE SÁBILA

El gel es el producto principal que se desea extraer de las hojas de planta de sábila. Ver Figura 1.



**Figura 1.** Proceso de extracción del gel de Sábila

En la planta de *Aloe Barbadensis* existen 2 elementos fundamentales: el acíbar y el gel. Ambos componentes provienen de la hoja, pero de diferentes partes, el acíbar se encuentra en unos filamentos entre el gel y la corteza de la hoja, tiene un color amarillento y olor desagradable. El gel es la pulpa que se encuentra en el interior de las hojas y se trata de un jugo pegajoso transparente que tiene como componente principal los polisacáridos (Anguita, 2014). Ver Anexo 1.



## 2.2 USO DEL GEL DE ALOE BARBADENSIS COMO ENCAPSULADOR DE RIPIOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Se inició con la caracterización del gel mediante la medición de las propiedades físicas y químicas de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API 13B-1 (API, 2000) y la comparación con las propiedades de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) encapsulador sintético utilizado en la formulación de lodos de perforación. Ver Tabla 2.

**Tabla 2.** Características del gel de Sábila (*Aloe Barbadensis*) y la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA)

Características	Gel de Sábila ( <i>Aloe Barbadensis</i> )	PHPA
Color	Blanco	Blanco
Estado Físico	Líquido	Líquido
pH	3,2 - 5,27	7 - 8,5
Porcentaje de Agua	99%	85%
Densidad Específica	1,1	1,04
Viscosidad Plástica	5 cP	3 cP
Punto Cedente	8 lb/100 pies <sup>2</sup>	5 lb/100 pies <sup>2</sup>

Basado en la capacidad de gelificación de la sábila y las características anteriormente mencionadas se procedió a realizar pruebas de laboratorio que permitan evaluar al gel de sábila como producto encapsulador en la formulación de lodos de perforación con el fin de encontrar un producto local que disminuya la contaminación y el costo de producción por barril de petróleo.

## 2.3 PRESERVACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL GEL DE SÁBILA (*ALOE BARBADENSIS*)

Debido a que la sábila es un producto de origen natural, se buscó preservar sus características en un tiempo determinado con la adición de diferentes químicos con el fin de cumplir el objetivo de evaluar al gel como producto encapsulador y garantizar que cumpla su función en el proceso de perforación. Ver Anexo 2.

Para la siguiente investigación se formularon 3 fluidos diferentes usando el gel de sábila y los aditivos químicos que permitan su conservación los cuales fueron: GLUBAC-100, Hidróxido de Sodio y Aceite de Silicona. Ver Tabla 3.

**Tabla 3.** Fluidos formulados con gel de Sábila y aditivos químicos para su preservación

Fluidos	Concentración gel de Sábila (ml)	Concentración de bactericida GLUBAC-100 (ml)	Concentración de Hidróxido de Sodio (g)	Concentración de Aceite de Silicona (ml)
F1	150	1,25	0	0
F2	150	0	0,1	0
F3	75	0	0	75

Cuando el gel se expone al aire, este se oxida rápidamente y se descompone, por el crecimiento de bacterias debido a la presencia de oxígeno, elevada actividad de agua y alto contenido de azúcares (Ramachandra & Srinivasa, 2008).

Por esta razón en el fluido F1 se utilizó bactericida GLBAC-100 para producir medios defensivos contra las bacterias y evitar la descomposición del gel, en el fluido F2 se utilizó fue el hidróxido de sodio para incrementar el pH a un valor de 9 - 10,5 para evaluar la conservación de las características de dicho fluido en condiciones utilizadas en campo para las formulaciones de los fluidos de perforación. En el fluido F3 se utilizó aceite de silicona el cual es inerte y estable a altas temperaturas. Ver Anexo 3.

Cada fluido se almacena en un recipiente de plástico a temperatura ambiente (20°C) y se realizó pruebas de reología a cada uno durante los próximos 6 días.

## 2.4 DISEÑO EXPERIMENTAL

### 2.4.1 CONCENTRACIÓN DEL GEL DE SÁBILA

Se formuló un fluido polimérico según los criterios de la empresa CNPC – CCDC (Chuanqing Drilling Engineering Company Limited) Ecuador lo cual se visualiza en la tabla 4.

**Tabla 4.** Formulación del lodo base sin encapsulador

Aditivo	Cantidad	Unidad
Agua fría	1	Bbl
Controlador de filtrado PAC-L	2	lb
Controlador de filtrado SNP-1	2	lb
Viscosificante XCHV	0,5	lb
Bentonita como densificante	25	lb
Hidróxido de Sodio (NAOH)	0,1	lb

Se realizó pruebas de reología según el procedimiento establecido en la norma API 13B-1 (API, 2000), aplicando un gramo de concentración de cada fluido formulado con gel de sábila. Ver Tabla 3. Además, se realizó las pruebas hasta alcanzar valores de punto cedente entre 24 y 35 lb/100 pies<sup>2</sup>.

## 2.4.2 REOLOGÍA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se realizó pruebas de reología a cada fluido con el fin de conocer su comportamiento de acuerdo a su viscosidad plástica y punto cedente. Dichos datos fueron obtenidos mediante el viscosímetro OFITE 800 a una temperatura de 120 °F. Ver Anexo 4.

- **Viscosidad plástica**

La viscosidad Plástica en centipoise se calculó mediante la ecuación 1.

$$V_p(cP) = \text{Lectura } 600RPM - \text{Lectura } 300RPM \quad [1]$$

- **Punto cedente (Yield Point)**

El punto cedente se calculó mediante la ecuación 2.

$$Y_p \left( \frac{lbs}{100 pie^2} \right) = \text{Lectura } 300RPM - V_p \quad [2]$$

## 2.4.3 PRUEBA DE FILTRADO

Las muestras del lodo base de perforación con los fluidos F1, F2 y F3 utilizados como fluidos encapsulador inhibidor, se colocaron en un horno de rolado para someterlas en un proceso de envejecimiento dinámico a una temperatura de 120°F durante 16 horas. Posteriormente se realizó la medición de las propiedades de acuerdo a lo establecido en la norma API RP 13B-1 (API, 2000) (CNPC - CCDC, 2016).

Las propiedades del revoque como su espesor, firmeza y permeabilidad son importantes porque el revoque que se forme en zonas permeables del pozo puede causar atascamiento de la tubería y otros problemas de perforación (PDVSA, 2002). Por esta razón es importante realizar pruebas de filtrado API, para garantizar que no existan problemas con la filtración de los fluidos hacia la formación. Se realizó la prueba de filtrado siguiendo el procedimiento

establecido por la norma API 13B-1 (API, 2000), con la ayuda del filtro prensa OFITE. Ver Anexo 5.

#### **2.4.4 PRUEBA DE pH**

El nivel de pH del lodo debe ser constantemente vigilado con el fin de mantener suficiente alcalinidad y reducir la corrosión en la tubería. Para incrementar o mantener el pH, frecuentemente se usa adicionar soda cáustica (Arias, 2017). También se formuló el fluido F2 lo cual se visualiza en la tabla 3 y se almacenó en un recipiente de plástico a temperatura ambiente de 20°C y se realizó pruebas de reología. Ver Anexo 6.

#### **2.4.5 PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO**

Se propuso una metodología basada en pruebas de laboratorio para anticipar y corregir los problemas de inestabilidad de pozos generados como consecuencia entre el contacto de fluido de perforación y las formaciones arcillosas utilizando el equipo Dinamic Swellmeter (DSM) con cortes de formación malla 200 en un periodo de 24 horas según los procedimientos establecidos en la norma API 13B-1 (API, 2000). Ver Anexo 7

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

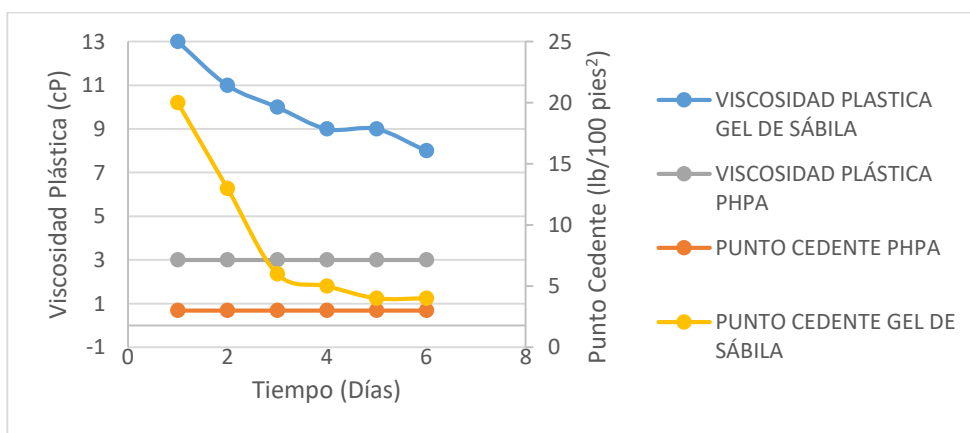
### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DEL GEL DE *Aloe barbadensis*

Se realizó la caracterización del gel, lo que se observa en la tabla 2 y se realizó pruebas de reología al gel de *Aloe Barbadensis* y al polímero sintético PHPA por 6 días. Ver Tabla 5.

**Tabla 5.** Propiedades Reológicas del Polímero PHPA y del Gel de Sábila

Tiempo (días)	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)		Gel de Sábila ( <i>Aloe Barbadensis</i> )	
	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )
1	3	3	13	20
2	3	3	11	13
3	3	3	10	6
4	3	3	9	5
5	3	3	9	4
6	3	3	8	4



**Figura 2.** Propiedades reológicas del PHPA y el gel de sábila

En la figura 2 se puede apreciar los resultados obtenidos de la prueba de reología del gel de sábila en un período de 6 días comparados con los resultados obtenidos en el polímero sintético PHPA, el análisis de los datos mostró una variación entre los valores de las propiedades reológicas del gel y del aditivo comercial. Para continuar con el proceso experimental se considera valores igual o mayor a los resultados obtenidos con el polímero sintético PHPA obteniendo como resultado que el gel por su consistencia gomosa y sus características reológicas puede ser evaluado como un aditivo encapsulador inhibidor.

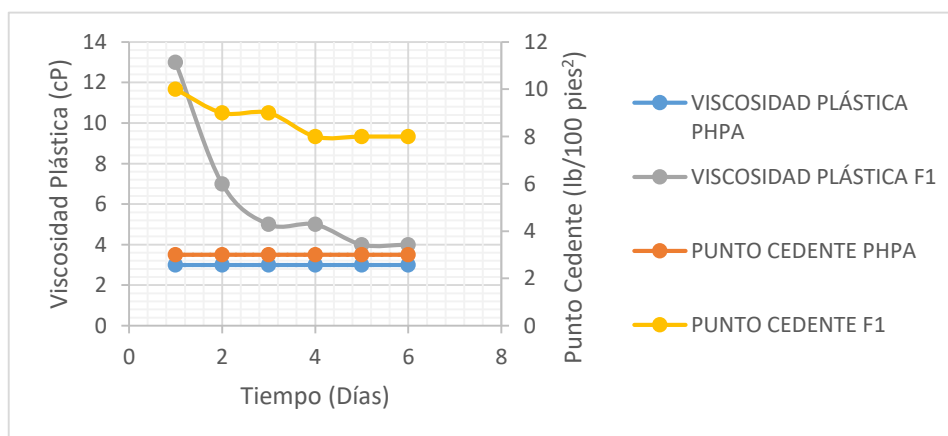
### 3.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS F1, F2 Y F3

Se realizó pruebas de reología a los fluidos formulados con gel de sábila (*Aloe barbadensis*), ver tabla 3, con el fin de evaluar la preservación de las propiedades reológicas de los fluidos en un tiempo de 6 días. Ver Tabla 6.

**Tabla 6.** Propiedades Reológicas de los fluidos F1, F2, F3 y polímero sintético PHPA

Tiempo (días)	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)		FLUIDO F1		FLUIDO F2		FLUIDO F3	
	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )
1	3	3	13	10	7	6	15	32
2	3	3	7	9	2	5	11	17
3	3	3	5	9	2	1	10	15
4	3	3	5	8	2	1	10	12
5	3	3	4	8	2	1	9	12
6	3	3	4	8	2	1	8	11

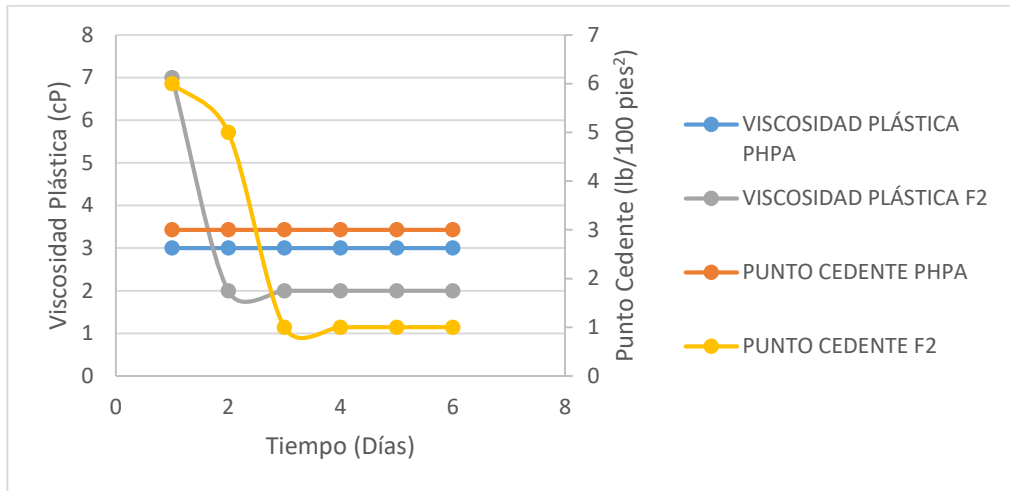
#### 3.2.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F1 Y PHPA



**Figura 3.** Propiedades reológicas Fluido F1 y PHPA

En la figura 3 se aprecia valores de viscosidad plástica del fluido F1 entre 4 y 13 (cP) y valores de punto cedente entre 8 y 10 (lb/100 pies<sup>2</sup>). Para evaluar al fluido F1 como encapsulador inhibidor se consideró valores mayores o iguales a los resultados obtenidos del PHPA que cuenta con un valor de viscosidad plástica de 3 cP y un punto cedente de 3 lb/100 pies<sup>2</sup> sin variaciones en un período de 6 días. El fluido F1 es indicado para continuar con el proceso experimental.

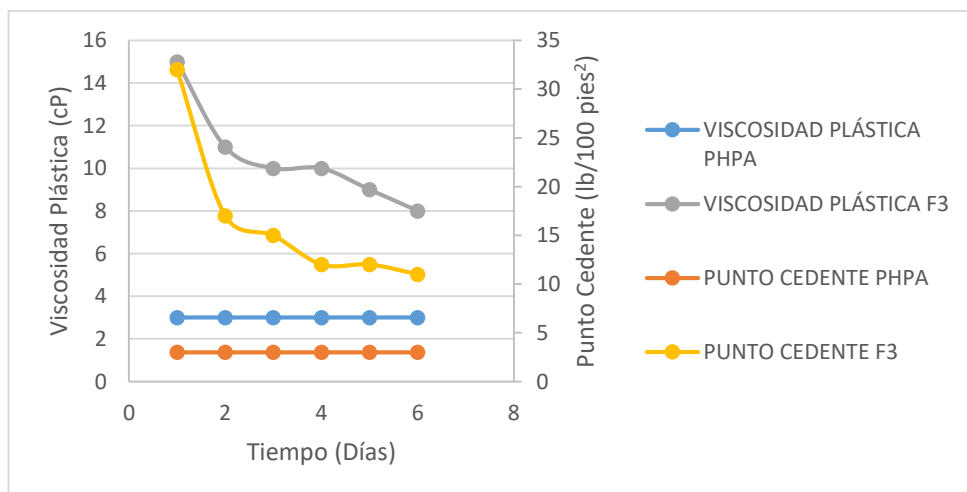
### 3.2.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F2 Y PHPA



**Figura 4.** Propiedades reológicas del Fluido F2 y PHPA

En la figura 4 se aprecia valores de viscosidad plástica del fluido F2 entre 1 y 7 (cP) y valores de punto cedente entre 1 y 6 (lb/100 pies<sup>2</sup>). Para evaluar al fluido F2 como encapsulador inhibidor se consideró valores mayores o iguales a los resultados obtenidos en la prueba del PHPA, el cual cuenta con una viscosidad plástica de cP y un punto cedente de 3 lb/100 pies<sup>2</sup> sin variaciones en un período de 6 días. El fluido F2 no es apto para continuar con el proceso experimental ya que con el transcurso de 24 horas su punto cedente tiene un valor de 1 cP, el cual es un valor inferior al del PHPA.

### 3.2.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS DEL FLUIDO F3 Y PHPA



**Figura 5.** Propiedades reológicas Fluido F3 y PHPA



En la figura 5 se aprecia valores de viscosidad plástica del fluido F3 entre 15 y 8 (cP) y valores de punto cedente entre 32 y 11 (lb/100 pies<sup>2</sup>). Para evaluar al fluido F3 como encapsulador inhibidor se consideró valores mayores o iguales a los resultados obtenidos del PHPA que cuenta con una viscosidad plástica de cP y un punto cedente de 3 lb/100 pies<sup>2</sup> sin variaciones en un período de 6 días. El fluido F3 es indicado para continuar con el proceso experimental ya que tiene valores mayores a los del PHPA.

### 3.3 RESULTADOS DE LA CONCENTRACIÓN DEL GEL DE SÁBILA (*ALOE BARBADENSIS*) COMO ENCAPSULADOR INHIBIDOR EN LA FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se agregó 1 gr de los fluidos F1 y F3 paulatinamente a la formulación de lodo base según las especificaciones de la empresa CCDC- CNPC. Ver tabla 7. Realizando pruebas de reología hasta obtener un valor de punto cedente entre 25 y 35 (lb/100 pies<sup>2</sup>) y un valor de viscosidad plástica menor al intervalo anteriormente mencionado.

Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración. El intervalo propuesto obtenido a través de las pruebas realizadas al polímero sintético PHPA en una concentración máxima utilizada en condiciones de campo (120°F) de 1,5 lb por cada barril de fluido base. Ver Tabla 8.

**Tabla 7.** Formulación del fluido base sin aditivo encapsulador inhibidor

Aditivos	Cantidad	Unidades
Agua Fría	1	Bbl
Controlador de Filtrado PAC L	2	lb
Controlador de Filtrado SNP-1	2	lb
Viscosificante XCHV	0,5	lb
Densificante Bentonita	25	lb
NaOH para aumentar el pH	0,1	lb

Con la formulación del lodo base con la concentración de 1,5 por cada barril de PHPA como encapsulador inhibidor se puede trabajar con un valor máximo de punto cedente de 35 lb/100 pies<sup>2</sup> en condiciones de campo (120°F).

**Tabla 8.** Propiedades reológicas del lodo base con polímero sintético PHPA como encapsulador inhibidor

<b>Fluido base con aditivo (PHPA)</b>		
Concentración (lb/Bbl)	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )
1,5	22	25

**Tabla 9.** Propiedades reológicas del fluido F1 y F3, formulados en el fluido base a diferentes concentraciones

	<b>FLUIDO F1</b>		<b>FLUIDO F3</b>	
Concentración (lb/Bbl)	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica (cP)	Punto Cedente (lb/100 pies <sup>2</sup> )
1	6	10	13	11
2	6	11	13	12
3	6	11	14	12
4	6	12	14	12
5	7	12	16	12
6	7	12	16	14
7	8	13	15	14
8	8	13	14	15
9	8	14	17	15
10	9	14	17	16
11	10	16	17	17
12	10	16	18	17
13	11	17	18	18
14	12	17	19	21
15	12	18	20	23
16	13	19	21	27
17	13	20	22	28
18	14	20	23	29
19	15	21	25	31
20	15	22	27	34

En la tabla 9 se puede apreciar que el fluido F1 en una concentración máxima de 20 lb por cada barril no alcanza los valores preestablecidos de punto cedente por lo cual no puede ser formulado en los fluidos de perforación como aditivo encapsulador inhibidor.

El fluido F3 a una concentración de 20 lb por cada barril otorga un valor de viscosidad plástica de 27 cP y un valor de punto cedente de 34 lb/100 pies<sup>2</sup>, valores que se encuentran dentro del intervalo establecido dando como resultado el fluido F3 formulado en la composición del fluido base lo que se observa en la tabla 10; posterior se puede continuar con el proceso experimental para evaluar el gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) como encapsulador inhibidor.

**Tabla 10.** Formulación del fluido de perforación con gel de sábila con silicona como aditivo encapsulador inhibidor

<b>Aditivos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidades</b>
Agua Fría	1	Bbl
Controlador de Filtrado PAC L	2	lb
Controlador de Filtrado SNP-1	2	lb
Viscosificante XCHV	0,5	lb
Densificante Bentonita	25	lb
NaOH para aumentar el pH	0,1	lb
Gel de Sábila con silicona (Fluido F3) como encapsulador inhibidor	20	lb

### 3.4 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FILTRADO

Una vez que el fluido de perforación. Ver Tabla 10 fue sometido a un horno de rolado en un período de 16 horas se realizó las pruebas de filtrado según el procedimiento establecido en la norma API 13B-1 (API, 2000) con ayuda del equipo Filtro Prensa marca OFITE.

Este valor fue comparado con los resultados de las pruebas de filtrado del lodo base y el lodo con PHPA como encapsulador con el fin de determinar si el gel de la sábila (*Aloe Barbadensis*) utilizado como aditivo encapsulador inhibidor provoca cambios en las propiedades de filtrado del fluido de perforación. Ver Tabla 11.

**Tabla 11.** Resultados de las pruebas de filtrado

<b>Propiedades</b>	<b>Lodo Base</b>	<b>Lodo base con PHPA como encapsulador inhibidor</b>	<b>Lodo base con fluido F3 como encapsulador inhibidor</b>
<b>Filtrado (ml/30 min)</b>	7	5,8	5,8

El uso del gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) como encapsulador inhibidor no provoca cambios en las propiedades del filtrado del fluido de perforación, ya que se obtuvo un valor de 5,8 ml/30 min, la norma API 13A 18ª edición determina un valor máximo de volumen de filtrado de 10 ml/30 min.

### 3.5 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PH

Se realizó la prueba de pH al volumen de filtrado obtenido de los diferentes lodos, lo que se detalla en la tabla 11; además, con el fin de determinar si el gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) provoca cambios en el pH de fluido de perforación, las lecturas fueron otorgadas por el potenciómetro digital marca OAKTON ION 6+. Ver Tabla 12.

**Tabla 12.** Resultados de las pruebas de pH

Propiedades	Lodo Base	Lodo base con PHPA como encapsulador inhibidor	Lodo base con fluido F3 como encapsulador inhibidor
pH	8,33	8,09	8,2

En la tabla 12 se puede apreciar que el gel de sábila con silicona (F3) no provoca cambios significativos en la propiedad de pH de fluido de perforación obteniendo un valor de 8,2, en condiciones de campo se considera un valor de pH de los fluidos de perforación correcto entre 8 y 10.

### 3.6 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO

La prueba de hinchamiento lineal dinámico realizadas en las instalaciones de la empresa CNPC-CCDC en un período de 24 horas, fue realizada para examinar la interacción fluido-sólido del lodo base. Ver Tabla 7, al fluido base con aditivo PHPA como encapsulador y al lodo base con gel de sábila con silicona (Fluido F3). Ver Tabla 10. Por otra parte, los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla 13.

**Tabla 13.** Hinchamiento lineal de los lodos de perforación

	<b>Lodo Base</b>	<b>Lodo Base con 1,5 lb/Bl (PHPA)</b>	<b>Lodo base con fluido F3 como encapsulador inhibidor</b>
<b>Tiempo (horas)</b>	<b>Swell (%)</b>	<b>Swell (%)</b>	<b>Swell (%)</b>
1	5,9	5,2	5,3
2	8,9	7,1	7,9
3	10,7	8,6	10
4	11,8	9,5	11,2
5	12,7	10,7	11,8
6	13,7	11,8	12,3
7	14,3	12,1	12,7
8	14,8	12,2	13
9	15,5	12,5	13
10	15,7	12,7	13
11	15,8	12,7	13,3
12	15,9	12,7	13,3
13	16	12,8	13,3
14	16,1	12,8	13,3
15	16,1	12,8	13,4
16	16,2	12,8	13,4
17	16,2	12,8	13,4
18	16,2	12,9	13,6
19	16,2	12,9	13,6
20	16,3	13	13,7
21	16,4	13	13,7
22	16,5	13	13,8
23	16,5	13	13,8
24	16,5	13	13,8

### 3.6.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE

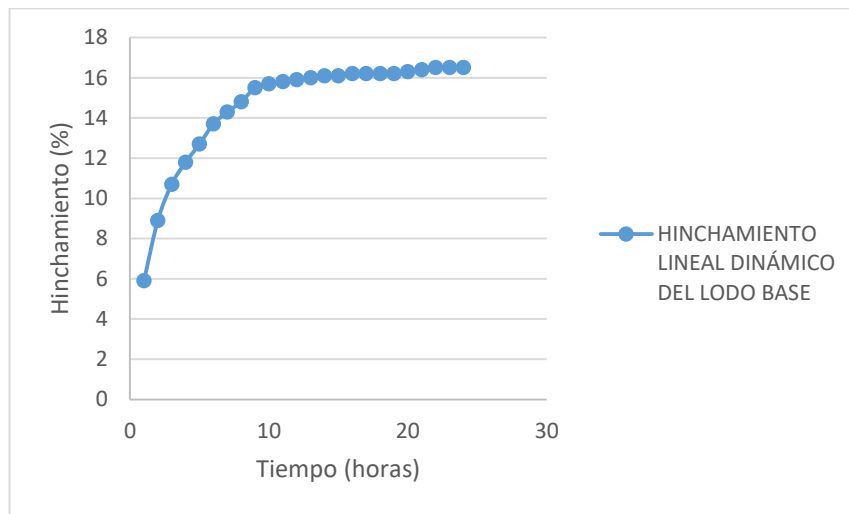


Figura 6. Hinchamiento Lineal del lodo base

En la figura 6 se observa un hinchamiento de las arcillas en un período de 24 horas de 16,5% a una temperatura de 150°F. Este valor es comparado con el resultado de la prueba de hinchamiento lineal dinámico realizada a la formulación del lodo base PHPA y a la formulación de lodo base con fluido F3, con el objetivo de evaluar el rendimiento del gel de sábila (*Aloe barbadensis*) como encapsulador inhibidor.

### 3.6.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE CON PHPA

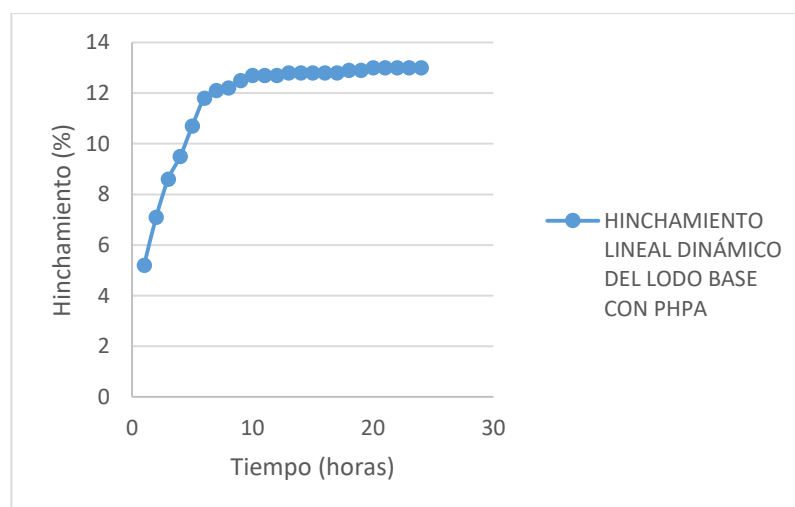
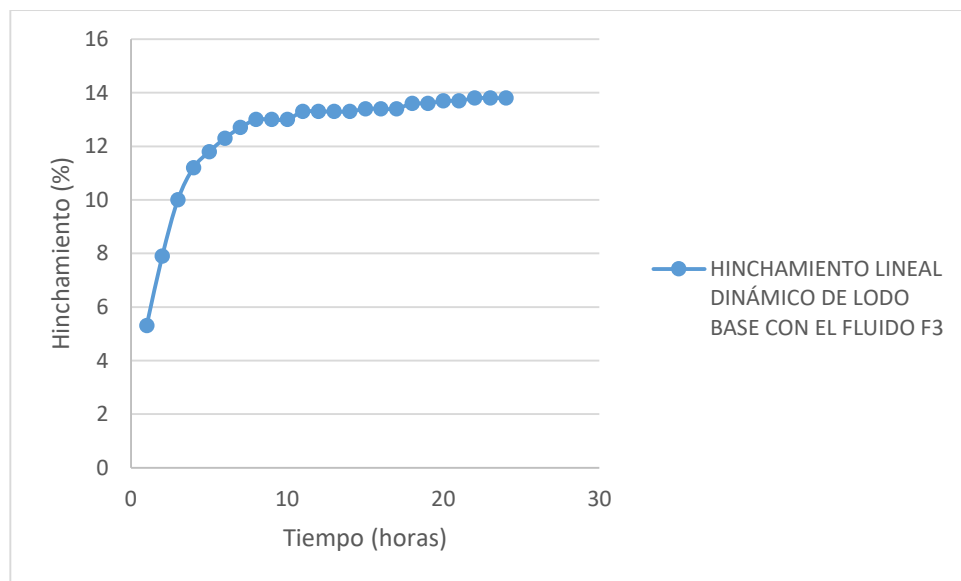


Figura 7. Hinchamiento Lineal Dinámico de lodo base con PHPA

En la figura 7 se observa un hinchamiento de las arcillas de 13%, es decir se obtiene una reducción del hinchamiento de las arcillas de 3,5% ya que se utilizó el aditivo comercial como encapsulador inhibidor. Este valor va a ser comparado con los valores obtenidos de las pruebas de hinchamiento lineal dinámico del lodo base con el fluido F3, lo que se puede ver en la figura 8, para evaluar el rendimiento del producto de origen natural como encapsulador inhibidor.

### 3.6.3 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL DINÁMICO DEL LODO BASE CON EL FLUIDO F3



**Figura 8.** Hinchamiento Lineal Dinámico de lodo base con fluido F3

En la figura 8 se observa un hinchamiento de las arcillas de 13,8% en un período de 24 horas a una temperatura de 150°F y al ser comparado con los resultados obtenidos de las pruebas de hinchamiento lineal dinámico realizadas al lodo base que otorga un valor de 16,5%. Se tiene como resultado que el gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) reduce el hinchamiento de los cortes de formación que contienen arcillas en 2,9%, por lo tanto, puede ser utilizado en la formulación de fluidos de perforación.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**



## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- Se evaluó al gel de sábila como aditivo encapsulador inhibidor apoyado en las pruebas de laboratorio en las instalaciones de la empresa CNPC-CCDC.
- El aditivo químico que permite mantener estables las propiedades reológicas del gel de sábila en un tiempo determinado es el aceite de silicona ya que cumple con todos los requisitos y es estable a altas temperaturas. Con una concentración de 20 lb por cada barril, con una viscosidad plástica de 27cP y un punto cedente de 34 lb/100pies<sup>2</sup>, lo que se observó en la tabla 9.
- El uso del hidróxido de sodio para aumentar el pH no es viable para un encapsulador inhibidor de origen natural. Ya que con el transcurso de 24 horas su punto cedente es inferior al del PHPA, esto si visualiza en la figura 4.
- Una concentración de 20 lb por cada barril del fluido F3 en la formulación de lodos de perforación, lo cual se desarrolló en la tabla 10; además, permite el control óptimo de los sólidos y reduce en 2,9% la reacción de las arcillas con el agua.
- Usar bactericida GLUBAC-100 no permite que el gel de sábila (*Aloe Barbadensis*) utilizado como aditivo encapsulador inhibidor alcance los valores de las propiedades reológicas correctas.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- Seguir con el estudio experimental del uso de productos de origen natural como sustituto de aditivos comerciales.
- Realizar las pruebas de preservación del gel de sábila con diferentes métodos con el fin de incrementar la vida útil del mismo.
- Realizar las pruebas de laboratorio basándose en procedimientos establecidos por las normas.

## **5. BIBLIOGRAFÍA**

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- Anguita, P. (2014). *Asocialoe*. Obtenido de <https://asocialoe.com/es/el-origen-de-asocialoe/saludo-del-presidente/>
- API. (mayo de 2000). *API RP 13B-1. Recommended practice for field testing water-based drilling fluids*. Obtenido de [https://www.academia.edu/10721478/Standard\\_Practice\\_for\\_Field\\_Testing\\_Water-Based\\_Drilling\\_Fluids\\_American\\_Petroleum\\_Institute\\_Done\\_Right?auto=download](https://www.academia.edu/10721478/Standard_Practice_for_Field_Testing_Water-Based_Drilling_Fluids_American_Petroleum_Institute_Done_Right?auto=download)
- Arias, D. (27 de abril de 2017). *Manual de Perforación*. Obtenido de <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/search/label/Manual%20de%20Perforaci%C3%B3n>
- Arrieta, M. (marzo de 2010). *Lodos de perforacion*. Obtenido de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/03/lodos-de-perforacion1.pdf>
- Arroba, D. (septiembre de 2014). *Estudio comparativo de características reológicas de fluidos de perforación, base agua y fluido base sintético, aplicados durante actividades de perforación del pozo 17 “pozos de gas offshore” del campo amistad, bloque 6*. Obtenido de [http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5257/1/58224\\_1.pdf](http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5257/1/58224_1.pdf)
- CCDC - CNPC. (2017). *Manual de Fluidos de perforacion y completacion*. Quito.
- CNPC - CCDC. (2016). *Fluidos de Perforación Base Agua*. Quito.
- Enríquez, B., & Vallecilla, S. (2016). *Estudio de biocidas en la preservación de las propiedades de un fluido drill-in utilizado en la perforación de zonas productoras de pozos petroleros para su reutilización*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/6525>
- Guzmán, L. (2012). *Estudio bromatológico y microbiológico del mucilago de aloe vera y de fertilidad del suelo de los cultivos ubicados en el corregimiento de la Florida, municipio de Pereira, departamento de Risaralda*. Obtenido de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/3147?show=full>

- HANNA Instruments. (11 de mayo de 2017). *Influencia del pH en el crecimiento bacteriano*. Obtenido de <http://www.hannacolombia.com/blog/item/398-influencia-del-ph-en-el-crecimiento-bacteriano-en-alimentos>
- Hernández, M., & Torruco, J. (Julio/Septiembre de 2008). *SciELO*. Obtenido de [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0101-20612008000300031](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-20612008000300031)
- International Organization for Standardization. (2014). *ISO 13500:2008. Petroleum and natural gas industries - Drilling fluid materials - Specifications and tests*. Obtenido de <https://www.iso.org/standard/46560.html>
- Orbe, P. (junio de 2009). *Análisis de la inhibición de las arcillas reactivas y lutitas inestables de las formaciones Orteguanza, Tiyuyacu, Tena y Napo (Shale) con fluidos base Amina en un campo del Oriente Ecuatoriano*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1494>
- PDVSA. (agosto de 2002). *Manual de fluidos de perforacion*. Obtenido de <https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=ZGVmYXVsdGRvbWFpbnx1bmFjcjVkbWVhcnJlcmF8Z3g6MjlxMjI1ZjA5MWFkZWY3>
- Ramachandra, C., & Srinivasa, P. (2008). Processing of Aloe Vera Leaf Gel: A Review. *American Journal of Agricultural and Biological Sciences*. Volume 3, Issue 2, 502-510.
- Romai, Y. (2008). *Fluidos de perforacion*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/rikardocazthaneda/manual-de-fluidos-de-perforacion>
- Schlumberger. (22 de noviembre de 2017). *Fluidos de perforación base agua, problemas con la litoogía oilfield Glossary*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water-base\\_drilling\\_fluid.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water-base_drilling_fluid.aspx)
- Schlumberger. (21 de noviembre de 2017). *lodo PHPA*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/phpa\\_mud.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/phpa_mud.aspx)

- Torres, G., & Ozaeta, A. (2011). Diseño de máquina para ensayos mecánicos para hoja de AloeVvera. *Scientia et Technica Año XVI, No 48*, 29-34.
- Valdospinos, N., & Lalaleo, W. (diciembre de 2015). *Análisis de buenas prácticas operativas y lecciones aprendidas en la gestión de fluidos de perforación utilizados en el Campo Shushufindi, 2015*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5656>
- Vega, R., Mottola, F., Colivet, J., & Castillo, C. (2015). Formulación de un sistema gelificante base sábila. *Tecnológica ESPOL – RTE, Vol. 28, N. 1*, 124-135.
- Velasquez, E. (2011). *Perfo direccional* . Obtenido de [https://issuu.com/ingenierocarlosmariocortez/docs/perfo\\_direccional](https://issuu.com/ingenierocarlosmariocortez/docs/perfo_direccional)
- Zurita, J. (2017). *Obtención de una píldora de encapsulamiento para rípios de fluido de perforacion base agua a partir del melloco*. Quito.

## **6. ANEXOS**

## 6. ANEXOS

Anexo 1. Hoja de Sábila (*Aloe Barbadensis*)



Anexo 2. Sábila con aditivos para su preservación



Anexo 3. Aditivos utilizados





**Anexo 4. Reómetro OFITE**



**Anexo 5. Filtro Prensa API OFITE**



**Anexo 6. pH metro digital**



## Anexo 7. Equipo Dinamic Swellmeter

