

**SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE UN TRAZADOR QUÍMICO PARA  
DETERMINAR INVASIÓN DE AGUA INYECTADA EN POZOS PRODUCTORES  
EN CAMPO JAZMÍN**

**CINDY YURLEY PORTILLA JAIMES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2014**

**SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE UN TRAZADOR QUÍMICO PARA  
DETERMINAR INVASIÓN DE AGUA INYECTADA EN POZOS PRODUCTORES  
EN CAMPO JAZMÍN**

**CINDY YURLEY PORTILLA JAIMES**  
Estudiante de ingeniería química

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener título de: Ingeniera  
Química**

**Modalidad Práctica Empresarial**

**Directora UIS**

**SONIA A. GIRALDO DUARTE**

**Prof. Escuela Ing. Química**

**Directora MECL**

**ING. JAIRO CARDENAS QUINTERO**

**Coordinador de Medición**

**Codirector MECL**

**ING. MANUEL QUESADA**

**Coordinador MTB Campo Jazmín**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

La autora agradece a:

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. (MECL) por permitirme realizar la practica empresarial.

INGENIERO JAIRO CÁRDENAS por la oportunidad de trabajar en MECL y su respaldo como director del proyecto

PROFESORA SONIA GIRALDO por su comprensión y valiosas contribuciones a este trabajo.

INGENIERO MANUEL QUESADA por transmitir su valiosa experiencia y orientarme en el desarrollo de este proyecto. Ha sido una experiencia gratificante para mí, pues me ha permitido crecer como persona y profesional.

NALCO - CHAMPION por su ayuda, disposición y comprensión, al préstamo de equipos durante la ejecución de las etapas del proyecto.

INGENIERO EDWING ROZO por todos sus valiosos aportes y constante apoyo.

AMIGOS Y COMPAÑEROS de Mansarovar Energy Colombia LTD. (MECL) por su oportuna colaboración.

La Universidad Industrial de Santander, los profesores de ingeniería química y todas aquellas personas que hicieron parte de mi formación profesional.

## DEDICATORIA

*A Dios por guiarme en cada momento de mi vida, con todo mi cariño y amor a mis padres Luis Portilla y Elizabeth Jaimes que han trabajado fuertemente para poder brindarme la mejor formación académica y personal.*

*A Marcos Julián Torres ha sido testigo de toda mi carrera y cómplice en todas las aventuras, me ha acompañado con su amor, apoyo incondicional y fortaleza.*

*A mis hermanos Jonathan y Yaya a pesar de las discusiones están siempre en mi corazón.*

*A mi familia en especial mi tío Juan por ser mi ejemplo a seguir y a mis tías Keila y Azeneth que respaldan y me brinda tranquilidad al fortalecer a mi mamá en los momentos complicados.*

*A mis compañeras y amigas de la universidad en especial a Juliana y Laura Rey siempre han estado para brindarme toda su ayuda.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	13
1. TRABAJO EXPERIMENTAL	19
1.1 PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR	19
1.2 INYECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR	19
1.3 MUESTREO DEL TRAZADOR	20
1.4 ANÁLISIS DE MUESTRA	21
2. ANÁLISIS Y RESULTADOS	24
2.1 BOMBEO DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR EN EL AR DE INYECCIÓN	24
2.2 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR EN LOS POZOS DE INYECCIÓN DE AR	25
2.3 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR EN LA ZONA PRODUCTORA DE CRUDO	27
2.3.1 Seguimiento del trazador en el primer sector de la zona productora de crudo	27
2.3.2 Seguimiento del trazador en el segundo y tercer sector de la zona productora de crudo	29
3. CONCLUSIONES	30
4. RECOMENDACIONES	31
BIBLIOGRAFÍA	32
ANEXOS	35

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Plano en vista superior del módulo de Tratamiento y Bombeo MTB, señalando las áreas principales.	14
Figura 2. Trazo de la falla geológica Cocorná sobre los campos Jazmín y Girasol.	15
Figura 3. Diagrama de capas acuíferas y acuitardos junto con el intervalo de inyección de AR	16
Figura 4. Sistema de agua residual (SIAR)	20
Figura 5. Caudal de inyección de AR y caudal de inyección de la solución del trazador en función del tiempo.	25
Figura 6. Concentración experimental y teórica de trazador $\text{Mo}^{+6}$ en CPI en función del tiempo	26
Figura 7. Campo Jazmín	27
Figura 8. Concentración del $\text{Mo}^{+6}$ en el agua de producción que se obtienen en superficie durante la explotación de crudo	28

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Subdivisión en sectores de la segunda zona de muestreo (pozos productores), clasificaciones de acuerdo a su distancia respecto al pozo inyector más cercano	21
Tabla 2. Análisis Físicoquímicos del sistema de agua residual (SIAR)	22
Tabla 3. Medición del trazador en soluciones preparadas a diferentes concentraciones.	24

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Localización zona de estudio.	30
ANEXO B. Detección de $\text{Mo}^{+6}$ por medio del método 8139 en el espectrofotómetro Hach DR2800.	36

## RESUMEN

**TÍTULO: SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE UN TRAZADOR QUÍMICO PARA DETERMINAR INVASIÓN DE AGUA INYECTADA EN POZOS PRODUCTORES EN CAMPO JAZMÍN\*.**

**AUTORES:** CINDY PORTILLA JAIMES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Trazador químico, agua residual, modulo de tratamiento y bombeo, zonas de inyectores, zonas de producción.

Mediante la aplicación de un trazador químico se evidencia que existe comunicación entre las zonas de producción e inyección de agua residual, las cuales se encuentran divididas por la falla geológica Cocorná. La prueba se realizó en los campos Jazmín y Girasol de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. (M.E.C.L.) empresa dedicada a la exploración, explotación, transporte y comercialización de crudos pesados, esta investigación se realizó debido a que en los pozos cercanos a la falla, la concentración de agua en el crudo aumentó a tal punto que se pensó en una posible comunicación entre dichas zonas. Una alternativa encontrada para determinar si existe esta comunicación es mediante el uso de un trazador químico, el cual debe ser transportado por las aguas subterráneas, entregando información sobre la dirección y/o velocidad del movimiento del agua, se buscó un trazador el cual su estructura y composición no se vea afectado por interacciones con el medio, además que con buen manejo, precauciones y correcciones oportunas, brinde resultados del recorrido de las aguas subterráneas. Un trazador del cual, se ha tenido importante experiencia en campos de producción (en campo Teca antes propiedad de MECL, actualmente campo de Ecopetrol) es el Molibdato de sodio ( $\text{Na}_2\text{MoO}_4$ ). Este fue inyectado en un punto previo a cabeza de pozo inyector (CPI) y monitoreado en pozos productores cercanos a la falla, se detectó con el espectrofotómetro HACH DR2800 en dos pozos productores de campo Jazmín, resultado corroborado por absorción atómica lo que indica que existe comunicación entre el AR de inyección y el agua de producción, por tanto la falla Cocorná no actúa como barrera, además se comprobó que el  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  funciona como trazador en aguas tipo salmuera.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería química. Director: Dr. Sonia Azucena Giraldo. Director MECL Ing. Jairo Cárdenas. Codirector Ing. Manuel Quesada.

## ABSTRACT

**TITLE: SELECTION AND APPLICATION OF A PLOT TO DETERMINE CHEMICAL INVASION OF INJECTED WATER ON PRODUCERS WELL IN CAMPO JAZMIN.**

**AUTHOR: CINDY PORTILLA JAIMES\*\***

**KEYWORDS:** Chemical Tracer, waste water, treatment and pumping module, injectors areas, production areas, fault line.

By applying a chemical tracer evidence that communication between areas of production and injection of wastewater, which are divided by the Cocorná fault line. The test was conducted in Campo Jazmin y campo Girasol of MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. (MECL) company engaged in the exploration, extraction, transportation and marketing of heavy crude, this research was conducted because in the near failure wells, the water concentration in the crude to the point that was thought a possible communication between these zones. An alternative found to determine whether this communication is by using a chemical tracer, which must be transported by groundwater, providing information on the direction and / or speed of movement of water, a tracer which was sought that its structure and composition will not be affected by interactions with the environment, further that with good manipulation, precautions and corrections, provides results about the path in the groundwater. A plotter which has had significant experience in production fields (Teca field formerly owned by MECL, now owned by Ecopetrol) is the sodium molybdate ( $\text{Na}_2\text{MoO}_4$ ). It was injected in a previous point in the well top injector (CPI) and monitored in production wells near the fault was detected by the spectrophotometer HACH DR2800 two producing wells in Jasmine field, a result corroborated by atomic absorption indicating that there is a communication between the AR of injection and the water of production, hence the failure Cocorná is not acting as a barrier, also it was found that  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  works as a tracer in waters brine type.

---

\* Graduation Project

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty. Chemical Engineering Department. Director: Sonia Azucena Giraldo. Director MECL: Eng. Jairo Cárdenas. Co-director MECL: Eng. Manuel Quesada

## INTRODUCCIÓN

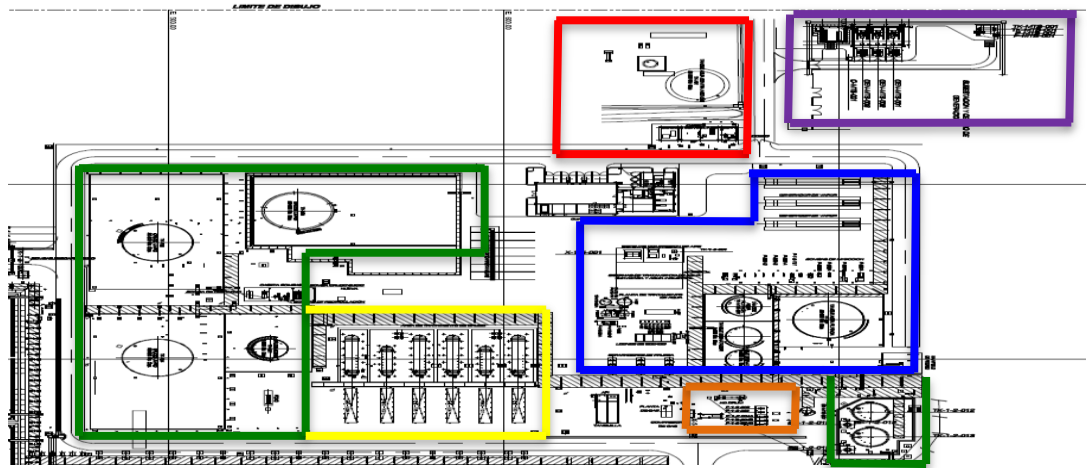
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. (M.E.C.L.) es una compañía local colombiana conformada con capital extranjero (SINOPEC – Petrolera estatal China y ONGC Videsh Ltd. – Empresa petrolera Hindú) que se dedica a la exploración, explotación, transporte y comercialización de crudos pesados <sup>1</sup>. Esta compañía en asociación con Ecopetrol S.A. opera y administra los campos Jazmín, Under River, Nare Sur, Girasol, Moriche, Abarco (de la asociación NARE), y Campo Velásquez (único campo petrolero de inversión privada en Colombia) <sup>2</sup>. Cada campo tiene entre 300 a 400 pozos productores que extraen una mezcla trifásica compuesta por crudo, agua y gas: la cual se direcciona al módulo de tratamiento y bombeo (MTB); MECL cuenta con cuatro MTB los cuales tratan el crudo de los campos ya mencionados.

La mezcla extraída de los campos Jazmín y Girasol es direccionada a un MTB, estos campos ubicados en la región central del valle del río Magdalena medio ver anexo A, tienen una producción promedio de 14.000 Barriles por día de crudo pesado aproximadamente 11 API. En el MTB se separan las fases por medio de separadores de agua libre, tratadores electrostáticos y ayuda química <sup>3</sup>, permitiendo obtener crudo pesado en condiciones de venta como lo estipula la norma *American Standard Test Methods* (ASTM) capítulo doce <sup>4</sup>.

La mezcla trifásica (crudo, agua y gas) obtenida de pozos productores en los campos Jazmín y Girasol, ingresa al MTB (Módulo de Tratamiento y Bombeo) por una serie de tubería de entrada (*manifold*) que va directamente a los equipos de tratamiento donde se separa el agua, que se conduce hacia el sistema de inyección de aguas residuales (SIAR) y los otros fluidos que no son el alcance de este trabajo. Como se observa en la Figura 1.

El SIAR, cuenta con dos tanques desnatadores que permiten separar natas de crudo remanentes en el agua, posteriormente el agua residual (AR) pasa a una celda de flotación (donde mediante gas se permite la flotación acelerada del aceite para disminuir su contenido en el agua) , filtros de cáscara de nuez que permiten eliminar aceite y demás impurezas; posteriormente el AR se almacena en dos tanques, después es bombeada a siete pozos inyectoros (pozos inyectoros A,B,C,D,E,F y G), así minimizar el impacto ambiental.

**Figura 1. Plano en vista superior del módulo de Tratamiento y Bombeo MTB, señalando las áreas principales.**



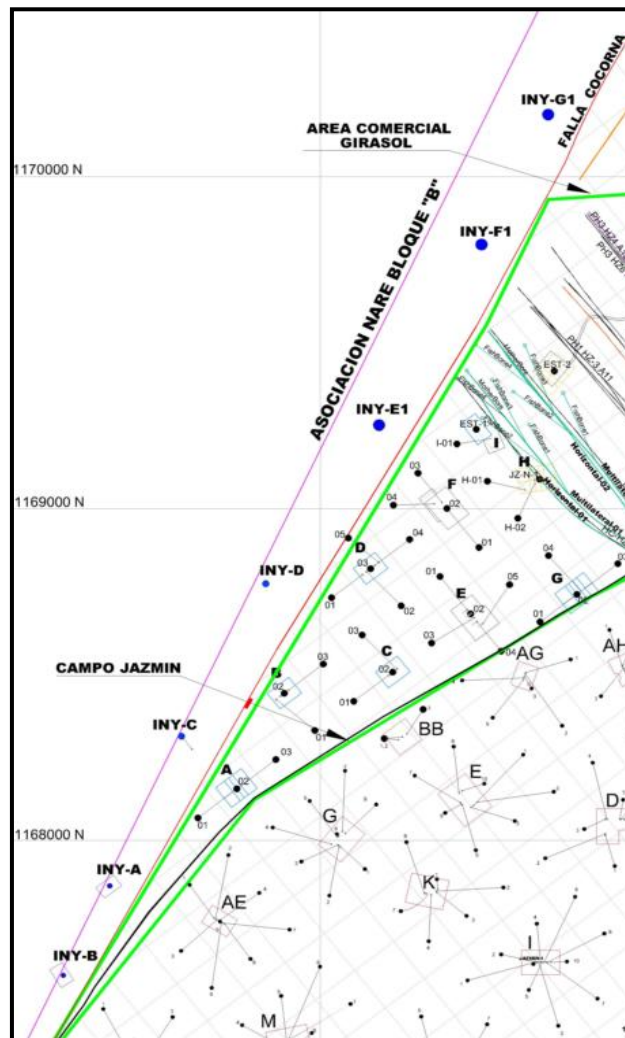
- Sistema contra incendio    ■ Generación eléctrica    ■ Sistema de agua residual
- Almacenamiento de crudo    ■ Tratamiento de crudo    ■ Sistema de gas

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Recientemente, la producción en los campos Jazmín y Girasol ha generado gran preocupación debido a que la concentración de agua en el crudo va en aumento (medida como %BS&W (Botton Sediment and Water)) y ha llegado a tal punto que se piensa en una comunicación entre las zonas de inyección con las zonas de producción, de los campos Jazmín, Girasol y el área de inyección de AR.

Estas zonas de producción e inyección se encuentran separadas por una falla geológica llamada Cocorná, que teóricamente debe garantizar que no exista comunicación entre ellas, es decir, que el AR inyectada no afecte los yacimientos productores 5 . En la Figura 2 se señala la ubicación de la falla Cocorná por medio de una línea roja. Las líneas verdes señalan la división del campo, la parte inferior corresponde a campo Jazmín y el superior a Girasol.

**Figura 2. Trazo de la falla geológica Cocorná sobre los campos Jazmín y Girasol.**

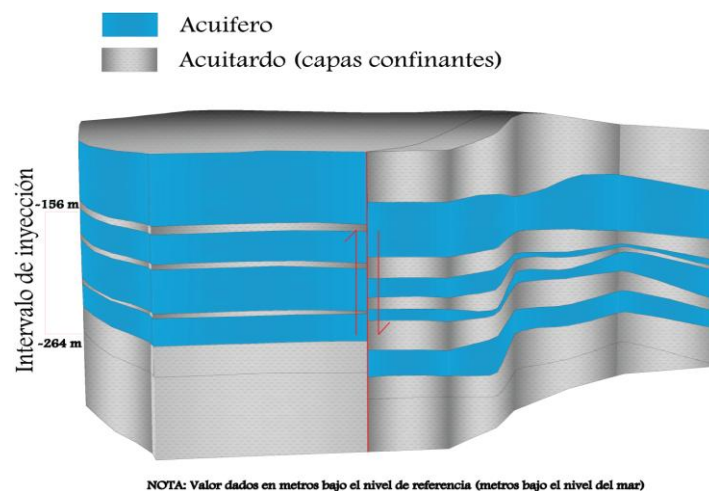


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

La falla de Cocorná debería actuar como una barrera que impida el paso de agua de una a otra zona. Sin embargo, un reciente estudio realizado por E&G ANDINA LTDA, demostró por medio de un modelo hidrogeológico conceptual y numérico que la estructura de la falla, no actúa como barrera impermeable en todo el intervalo de inyección, pero si produce un efecto de retardo del flujo de aguas inyectadas 6 . Dicho estudio determinó a partir de valores de conductividad hidráulica que el agua se puede pasar de un lado de la falla al otro por unas unidades hidroestratigráficas, intercaladas entre unidades porosas de alta conductividad hidráulica y acuitardos que permiten su paso como se muestra en la Figura 3.

Una evidencia real que corrobora el análisis de E&G es que los pozos cercanos a la falla se han visto más afectados por inundaciones de agua, es decir, el crudo de producción está saliendo con un porcentaje mayor de agua. Sin embargo, para MECL es de principal importancia determinar si el aumento en la cantidad de agua presente en el crudo se debe al paso del agua desde la zona de inyección hasta la zona de producción.

**Figura 3. Diagrama de capas acuíferas y acuitardos junto con el intervalo de inyección de AR**



Fuente: Estudio E&G ANDINA LTDA

Una alternativa para determinar si el aumento del BS&W es consecuencia del paso de agua desde la zona de inyección a través de la falla geológica es mediante el uso de trazadores, los cuales pueden ser materia o energía que transportadas por las aguas subterráneas, permite entregar información sobre la dirección y/o velocidad del movimiento del agua 7 .

Para lograr que el trazador brinde información del recorrido de aguas subterráneas es necesario que tenga algunas características, como velocidades similares a las del agua (por esta razón no debe degradarse, es decir, tener un comportamiento estable a las condiciones de fondo) y que no interaccione con el terreno 8 . Debido a que durante la aplicación del trazador a aguas de producción puedan tener contacto directo con el crudo es necesario que no se incorpore a éste durante el recorrido del agua, es decir, que permanezca en el agua. Adicionalmente, es de vital importancia que el trazador no cause efectos nocivos que pudiesen repercutir sobre las personas y el medio ambiente 9 , Otras consideraciones de interés son el uso de pequeñas cantidades, alta solubilidad, fácil detección a bajas concentraciones, fácil manejo, no tóxico, económico, de fácil obtención y manipulación; y que no se encuentre presente en el agua o en el terreno 10

No existe un trazador que cumpla con todas estas características, se requiere seleccionar uno el cual su estructura y composición no se vea afectado por interacciones con el medio, además que con buen manejo, precauciones y correcciones oportunas, brinde resultados cualitativos del recorrido de las aguas subterráneas. Los trazadores químicos son de gran interés ya que pueden ser identificados por métodos analíticos comúnmente usados como conductividad y espectrofotometría de elementos; los más utilizados son las tintas y los iónicos 11 . Las tintas, como trazadores químicos, han sido utilizadas desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes como la uranina, rodamina B entre otras, las cuales pueden ser

detectadas en el rango de partes por billón; en su mayoría son susceptibles a la absorción en el yacimiento, ya que ciertos iones en el agua del yacimiento tienden a saciar su fluorescencia. La rodamina WT es posible usarla en aguas residuales de tratamiento de crudo ya tiene baja adsorción en sólidos y se conserva en un rango de ph 5–10 12 .

Otro tipo de trazadores son los iónicos que son básicamente aniones de sales solubles en agua, tales como yoduro de potasio y nitrato de sodio, entre otras; su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera. Un trazador iónico del cual, se ha tenido importante experiencia en campos de producción (en campo Teca antes propiedad de MECL, actualmente campo de Ecopetrol) es el Molibdato de sodio ( $\text{Na}_2\text{MoO}_4$ ), ya que posee alta solubilidad (840 g/l a 20 °C), se conserva en un rango amplio de ph, soporta altas temperaturas y no es peligroso.

Debido a la necesidad de MECL por conocer si hay comunicación entre los campos de inyección y producción, en este trabajo se busca determinar si existe el paso de agua desde los pozos de inyección a la zona de producción mediante la aplicación del  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  como trazador. Para esto, es imperativo realizar inicialmente el análisis de las concentraciones mínimas de trazador detectables en el agua presente en el crudo de producción, seguido por la adecuación del sistema de inyección del trazador en el circuito de AR y el seguimiento de  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  desde su inyección en el AR hasta su detección en el agua de producción que se obtienen en superficie durante la explotación de crudo.

Este trabajo fue realizado dentro del marco de una práctica empresarial como modalidad de proyecto de grado, gracias al convenio de apoyo interinstitucional celebrado el día 10 de noviembre del 2011 entre la Universidad Industrial de Santander y Mansarovar Energy Colombia Ltd.

## 1. TRABAJO EXPERIMENTAL

En esta sección se describe la metodología usada para llevar a cabo con éxito la aplicación del  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  (suministrado por Tecnoquímicos Boyacá, en presentaciones de canecas por 25 Kg y pureza del 39%), como trazador químico, teniendo en cuenta varios aspectos como la adecuación de un sistema de inyección y muestreo de las soluciones del trazador en el circuito de agua residual (AR), y la técnica usada para determinar la presencia del trazador en las aguas de producción.

### 1.1 PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR

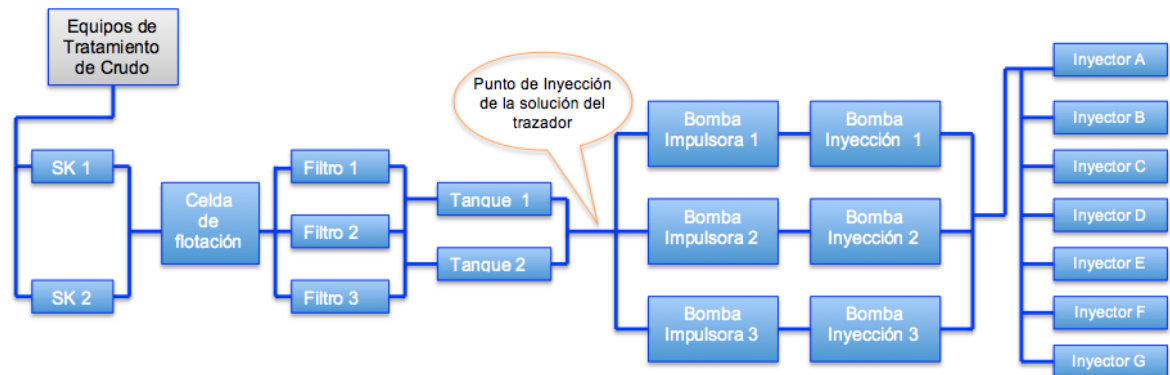
La solución de trazador se preparó mediante la adición de 25 kg de  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  en 1000 L de agua. Esta preparación se realizó en un tanque de plástico con capacidad para 1000 L o *Bulkdrum*, adaptado con un indicador de nivel magnético serie LG, el cual tiene un indicador visual que está acoplado en forma magnética al flotante dentro de la cámara de medición, y por lo tanto no está en contacto con el fluido. En la salida del indicador de nivel fue adaptada una conexión que permite el paso de la solución del trazador a una bomba dosificadora (Milton Roy) con capacidad hasta de 284 L/día, y en la salida de esta bomba, se acondicionó una manguera para el transporte de la solución de trazador desde el tanque hasta el punto de inyección.

### 1.2 INYECCIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR

La solución del trazador se inyectó en una locación previa a las cabezas de los pozos inyectores (CPI) de AR. Esta locación se ubicó en un punto convergente en la salida de los tanques de almacenamiento de AR del MTB, como se muestra en la Figura 4, ya que en este punto se tiene la presión más baja del circuito de AR (5

psig). La línea o tubería fue perforada para instalar un retráctil con una válvula de 2 pulgadas de diámetro permitiendo que la solución del trazador ingrese al centro de la línea sin tener contacto con la tubería evitando posibles inconvenientes de corrosión.

**Figura 4. Sistema de agua residual (SIAR)**



Fuente. Autor

### 1.3 MUESTREO DEL TRAZADOR

Se adecuaron 2 zonas de muestreo; la primera en CPI de agua residual para determinar la concentración del trazador en el agua de inyección y la segunda, en la cabeza de pozos de producción para determinar la presencia del trazador en el agua de producción. Como se muestra en la Figura 2, la falla Cocorná separa estas zonas, en el lado izquierdo se encuentra la de producción, donde se ubican cada conjunto de pozos de producción, identificados por una o dos letras más un número y a la derecha los siete pozos inyectores de AR, a profundidades de 450 m en promedio. En cada punto de muestreo se tomaron aproximadamente 1,5 L de muestra, los cuales fueron analizados posteriormente.

La segunda zona de muestreo (cabeza de pozos de producción), se subdivide en tres sectores, que incluyen diferentes pozos: clasificados de acuerdo a la distancia entre cada pozo productor y el pozo inyector más cercano, como se

muestra en la Tabla 1. Los primeros pozos monitoreados fueron los ubicados en el sector 1, después de un tiempo se continuó realizando el análisis a los pozos de los sectores 2 y 3.

**Tabla 1. Subdivisión en sectores de la segunda zona de muestreo (pozos productores), clasificaciones de acuerdo a su distancia respecto al pozo inyector más cercano**

Sector 1	Sector 2	Sector 3
JAZ AC1	JAZ AC5	Clúster P
JAZ AC2		
JAZ AC3	JAZ AC6	
JAZ AC4		Clúster M
JAZ AE1	JAZ AC7	
JAZ AE2		
JAZ AE3	JAZ AE5	
JAZ G5		
JAZ G6	JAZ AE6	
JAZ G7		
GIR D5	JAZ AE7	
GIR D1		
GIR B2		
GIR A2		

Fuente. Autor

#### 1.4 ANÁLISIS DE MUESTRA

El análisis realizado a las muestras busca determinar si existe presencia del trazador mediante el uso de un espectrofotómetro HACH DR2800, el cual posee como fuente de luz, una lámpara de tungsteno en atmosfera gaseosa, trabaja en un rango de longitud de onda entre 340–900 nm y una precisión de  $\pm 1,5$  nm. Este equipo fue operado con un método espectrofotométrico calibrado para determinar concentraciones bajas de molibdato, el método 8139 13 .

Un aspecto de vital importancia en este análisis, es el contenido de iones diferentes al trazador en la muestra de AR, debido a que pueden ocasionar interferencias. Las muestras tomadas en CPI, contienen cantidades mínimas de aceite y rangos permisibles de posibles interferencias, como se muestra en la Tabla 2, así que al filtrarlas se obtienen condiciones que permite determinar el  $Mo^{+6}$ .

Las muestras tomadas en pozos productores contienen una mezcla de: crudo pesado aproximadamente de 11 API, agua libre, agua en suspensión y sedimentos; para determinar la presencia del trazador en este tipo de muestras fue necesario separar el agua de la mezcla mediante un calentamiento en baño maría y decantación, usando una probeta de vidrio con capacidad de 2 L. El agua separada fue filtrada y analizada en el espectrofotómetro.

**Tabla 2. Análisis Físicoquímicos del sistema de agua residual (SIAR)**

Punto Muestreo	ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS DEL SIAR						
	pH @ 25°C	Dureza Total. (mg/LCaCO <sub>3</sub> )	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	Ba <sup>2+</sup> (mg/L)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	Alcalinidad (mg/L)	Fe (mg/L)
<b>Entrada SK</b>	6,78	520	1,35	64	57	240	0,19
<b>Salida SK</b>	6,8	510	1,3	65	58	230	0,18
<b>Entrada filtros</b>	6,79	520	1,35	64	58	230	0,17
<b>Salida Filtros</b>	6,81	520	1,35	63	57	240	0,18
<b>Bomba de Inyección de AR.</b>	6,72	500	1,4	65	58	240	0,19

Fuente. Compañía Nalco Champion

Para identificar el contenido de trazador se aplicó el método espectrofotométrico 8139 (anexo b), que requiere de los reactivos *Molybdenum 1 Reagent (LR)* el cual viene en presentaciones de papeletas de ácido ascórbico con la cantidad necesaria para una prueba, *Molybdate Powder Pillow, (Molybdenum 2)* en presentación de frascos de 50 ml de sulfato de sodio 60–70%, peroxidodisulfato de potasio 30-40% y dos celdas de vidrio con capacidad de 25 ml.

En una de las celdas se agregó 20 ml de la muestra con el contenido de una papeleta de *Molybdenum 1*, la muestra se torna amarilla y se divide en dos celdas cada una con 10 ml, una de ellas será el blanco, en la otra celda se agrega 0,5 ml de *Molybdenum 2*, si la muestra se torna verdosa, se puede decir de manera cualitativa que hay presencia de  $\text{Mo}^{+6}$ .

Con el blanco y la muestra preparadas, se procede a medir en el espectrofotómetro el contenido de  $\text{Mo}^{+6}$ , se ingresa el método 8139 de Molibdeno, siguiendo los pasos que orienta el equipo; calibrando el blanco preparado, seguido se analiza la muestra determinando la concentración de  $\text{Mo}^{+6}$ . Algunos resultados fueron corroborados por medio de adsorción atómica.

## 2. ANÁLISIS Y RESULTADOS

### 2.1 BOMBEO DE LA SOLUCIÓN DEL TRAZADOR EN EL AR DE INYECCIÓN

En la Tabla 3 se muestra la medición del trazador en soluciones preparadas a diferentes concentraciones, con el espectrofotómetro (Hach DR2800) y el valor teórico de cada una. Se observa que las concentraciones del trazador por encima de 0,116 ppm son detectadas en el equipo, indicando que esta debe ser la concentración mínima detectable CMD del método. Adicionalmente, se puede notar que la concentración teórica de  $\text{Mo}^{+6}$  es menor que la experimental, pero a concentraciones teóricas superiores a 0,116 ppm se identifica de manera cualitativa la presencia del trazador.

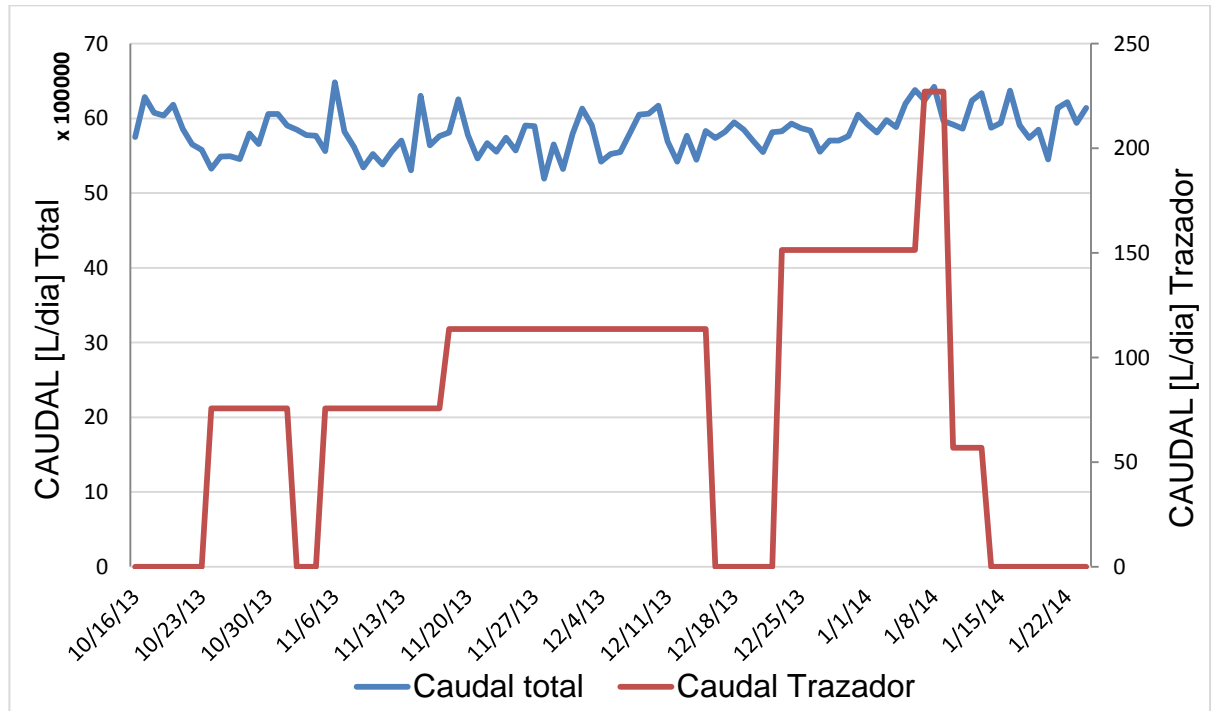
**Tabla 3. Medición del trazador en soluciones preparadas a diferentes concentraciones.**

$\text{Mo}^{+6}$ (mg)	$\text{H}_2\text{O}$ residual (ml)	$\text{Mo}^{+6}$ Teórico [mg/l]	$\text{Mo}^{+6}$ Laboratorio [mg/l]
0,23293	500	0,4658	0,8
0,23293	1500	0,1552	0,41
0,23293	2000	0,1164	0

Fuente. Autor

En la Figura 5 se representa el caudal de inyección de AR y el caudal de inyección del trazador en L/día en función del tiempo, Se observa que el caudal de inyección de AR varía en un rango de 5.300.000 a 6.360.000 L/día. De acuerdo con este resultado, la cantidad de trazador necesaria a inyectarse en la corriente de AR, debe ser superior a 75,7 L/día para así garantizar que la concentración supere la CMD.

**Figura 5. Caudal de inyección de AR y caudal de inyección de la solución del trazador en función del tiempo.**



Fuente. Autor

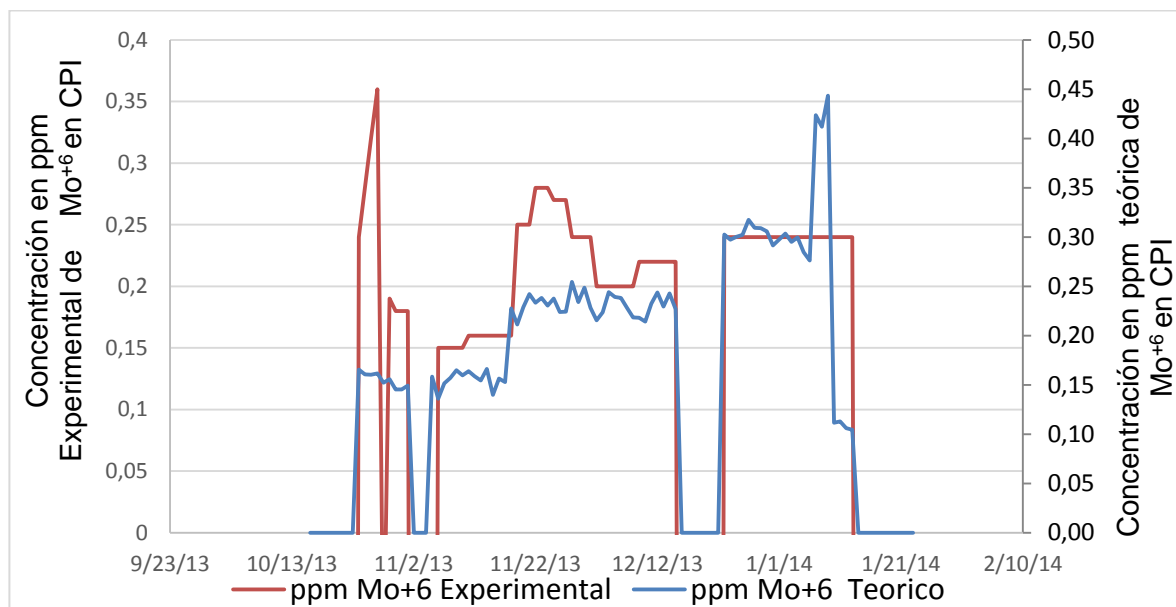
El caudal de solución de trazador se aumentó progresivamente, debido a que se desconoce la cantidad de agua presente en los yacimientos productores y caminos del AR 14 , por lo tanto el caudal de inyección de solución del trazador debe ser mayor que el requerido para lograr la CMD en la corriente de inyección de AR, así al disolverse la solución del trazador en altos contenidos de agua será posible detectarlo en los pozos de producción.

## 2.2 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR EN LOS POZOS DE INYECCIÓN DE AR

Como se mencionó en la sección experimental, se realizó análisis a las muestras tomadas en CPI, garantizado que en el AR inyectada se mantuviese la

concentración del trazador por encima de CMD. En la Figura 6 se representa la concentración experimental y teórica de  $\text{Mo}^{+6}$  en CPI en función del tiempo. Se observa que al inyectar la solución del trazador se detecta  $\text{Mo}^{+6}$  en las muestras de CPI; esto significa que la concentración está sobre la CMD, además en todos los periodos de tiempo la concentración experimental de  $\text{Mo}^{+6}$  supera la teórica excepto entre los meses 10 y 11 donde se presentan un aumento en la cantidad de trazador debido a que en la primera preparación probablemente la solución no se agitó adecuadamente. En enero del 2014 la concentración teórica de  $\text{Mo}^{+6}$  es superior a la experimental debido al cambio de químicos usados en el tratamiento de crudo y agua, variando características del AR.

**Figura 6. Concentración experimental y teórica de trazador  $\text{Mo}^{+6}$  en CPI en función del tiempo.**



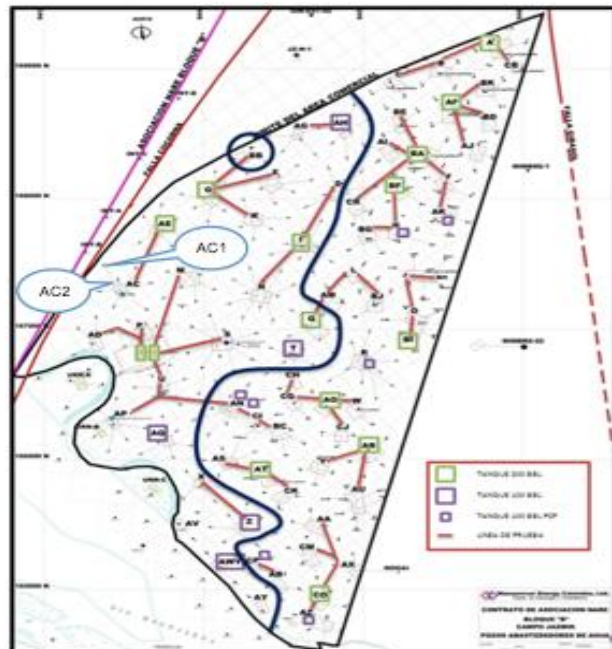
Fuente. Autor

## 2.3 CONCENTRACIÓN DEL TRAZADOR EN LA ZONA PRODUCTORA DE CRUDO

En la zona productora de crudo se realizó un análisis del trazador en el agua antes de iniciar la inyección de la solución del trazador, para así poder garantizar que en estas no existe el trazador y la aparición de  $\text{Mo}^{+6}$  son producto de comunicación de las AR de inyección, por lo tanto la falla geológica Cocorná no estaría actuando como una barrera que impida esta comunicación.

**2.3.1 Seguimiento del trazador en el primer sector de la zona productora de crudo.** En los pozos productores de campo Jazmín AC1 y AC2 ubicados en la Figura 7, se detectó el trazador en dos ocasiones como se muestra en la Figura 8, en concentraciones entre 0,3 a 0,8 ppm de  $\text{Mo}^{+6}$ , lo que indica que existe comunicación entre el AR de inyección y el agua de producción que se obtienen en superficie durante la explotación de crudo.

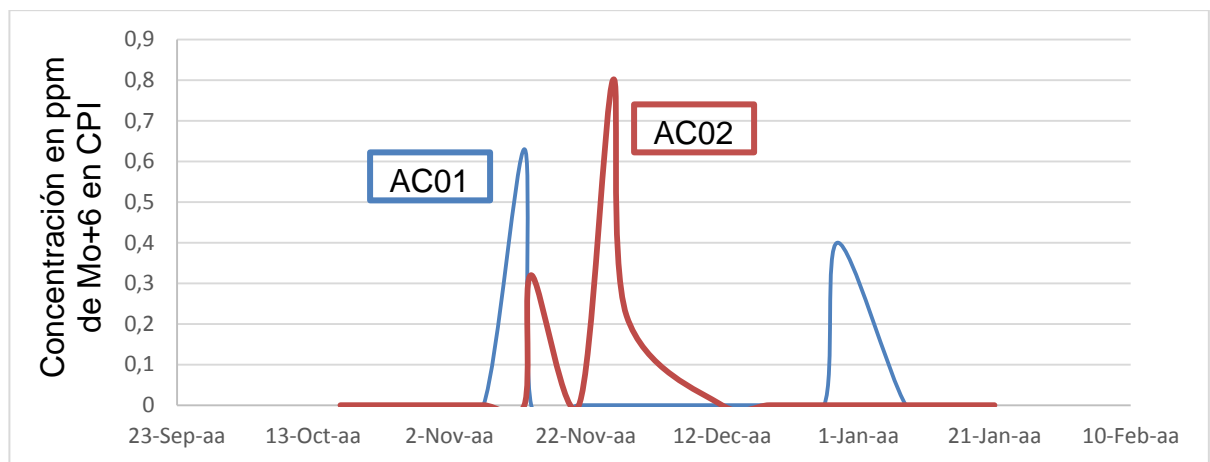
**Figura 7. Campo Jazmín**



Fuente. Autor

En el pozo AC2 se ve un aumento en la concentración de  $\text{Mo}^{+6}$ , proporcional al bombeo de inyección del trazador el cual fue aumentado progresivamente en el tiempo. Diferente a lo sucedido en el pozo AC1 donde la concentración de trazador disminuye.

**Figura 8 Concentración del  $\text{Mo}^{+6}$  en el agua de producción que se obtienen en superficie durante la explotación de crudo**



Fuente. Autor

Además, se esperaba que los pozos AC1, AE1 y AE3 ubicados entre los más cercanos a la falla Cocorná y cortes de BS&W entre 50 a 60% tuviesen un comportamiento similar a los pozos en los cuales se detectó trazador, pero no fue así, esto pudo ocurrir debido a la inyección de vapor que se realizó como método de recuperación de crudo, el cual genera caminos preferenciales por donde se desplaza el fluido.

A pesar que este proyecto se enfoca en campo Jazmín es de gran interés estudiar campo Girasol ya que los pozos A02 y B02 que se pretendían monitorear, fueron abandonados debido a que producían solo agua, en los D01 y D05 se tiene cortes de BS&W del 80 a 90%, no es posible concluir que en estos pozos no exista comunicación. Aunque en el estudio realizado por E&G Andina determinan que unas trayectorias de flujo cruzan la falla sin dificultades en los pozos inyectores A,

B y G, siendo más pronunciado el efecto de barrera de la estructura de falla, en los pozos inyectoros C, D, E y F en donde las pocas líneas de flujo que logran atravesarla tardan un largo periodo de tiempo para hacerlo. Por tanto los pozos inyectoros más cercanos a los productores de Girasol D01 y D05 son en los que la falla tiene un efecto de barrera más pronunciado lo cual indica que la comunicación entre estos pozos sería más compleja. Pero debido al alto corte de BS&W es probable que el trazador esté presente en concentraciones mínimas que el método no detecta.

No en todos los pozos que se pretendían monitorear en esta zona, fue posible realizar el seguimiento debido a que el agua de los pozos en el clúster G salía turbia ya que este clúster es estimulado por inyección de vapor continuo como sistema de recuperación mejorada de crudo 15 , aumentado así las interferencias con el método de detección de  $\text{Mo}^{+6}$ , se usaron clarificadores (suministrados por Nalco Champion) para disminuir turbiedad pero aumentaban otras interferencias.

**2.3.2 Seguimiento del trazador en el segundo y tercer sector de la zona productora de crudo.** En los pozos ubicados en esta zona no hay presencia del trazador, puede ser debido a que se encuentran lejos de la falla Cocorná y entre más alejados mayor la cantidad de agua en los yacimientos en que se disuelve el  $\text{Mo}^{+6}$ , siendo probable que el trazador que paso por el AC1 y AC2 llegó a otros pozos pero en concentración mínimas no detectables.

### 3. CONCLUSIONES

El  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$  funciona como trazador en aguas tipo salmuera como las que se obtienen en el tratamiento del crudo de campo Jazmín, el cual fue detectado en concentraciones mínimas por medio de un método espectrofotométrico.

Existe comunicación entre las zonas de producción e inyección de agua residual, demostrando que la falla Cocorná no actúa como barrera que impida el paso de agua, siendo posible que el aumento en la cantidad de agua presente en el crudo de los pozos productores cercanos a la falla Cocorná, se debe al paso de agua de una zona a otra.

#### 4. RECOMENDACIONES

1. Evitar la inyección de agua residual en el pozo inyector B, ya que en esta zona la falla de Cocorná permite el paso de mayor cantidad de agua.
2. Emplear otro trazador que corrobore el resultado obtenido con el  $\text{Na}_2\text{MoO}_4$ .
3. No inyectar vapor cerca a la falla geológica Cocorná ya que puede verse afectada por altas temperaturas y presiones.

## BIBLIOGRAFÍA

[1] A. M. C. Ltd, IAM Endorsed training course., 2012, Vol. 6.

[2] PARRA, Néstor J., & FUENTES, Juan J. Diseño de un plan de mantenimiento preventivo para el equipo crítico del sistema de control de pozo de los taladros de perforación de pozos petroleros de la gerencia equipo pesado - mansarovar energy colombia ltd. (M.E.C.L. – G.E.P.). Monografía de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2013, 114p.

[3] M. Coronado. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. México D.F. Abril, 2011.

[4] INSTITUTE, A. P. Manual of Petroleum. Measure Standards: Measurement, Methods and Volumetric Correction Factors, Part 1- introduction. May, 1995, Reaffirmed 3/2002.

[5] ORELLANA, Victor Enrique Gálvez. Aplicación de trazadores en la evaluación hidrogeológica en el sistema pampa peineta. Memoria de grado. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Civil, 2011, 94p.

[6] E&G. Andina LTDA. Modelo hidrogeológico conceptual y numérico para la reinyección de aguas de producción en la franja occidental del área de la asociación nare bloque b. Informe Final mes de Abril. Puerto Boyacá: Mansarovar Energy Colombia LTD, 2013, 112p.

[7] SERRES-PIOLE, C., et al. Water tracers in oilfield applications: Guidelines. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. Agosto, 2012, vols. 98-99, pp. 22-39.

[8] Trazadores y transporte. En: Isótopos Ambientales en el Ciclo Hidrológico. IGME, 2002, pp. 325-330.

[9] LESSER, Juan Manuel M. El uso y aplicación de trazadores de agua subterránea. En: Bol. Soc. Geol. Mexicana. Septiembre, 1978, Tomo XXXIX, No. 2, p.p. 71-76.

[10] VÁSQUEZ, B. Dayne K. & MONTEROLA, M. Yusi C. Uso de trazadores radioactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos. Trabajo Especial de Grado. Caracas: Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo, 2012, 217p.

[11] BENTOS, S. y E. M. LTDA. Metodologías utilizadas en estudios de dispersión. Elección del mejor trazador químico. Informe Técnico. Suecia, 2007, 23p.

[12] LIPSIUS, k. & MOONEY, S.J. Using image analysis of tracer staining to examine the infiltration patterns in a water repellent contaminated sandy soil. En: Geoderma. Julio, 2006, vol. 136, No. 136, pp. 865-875.

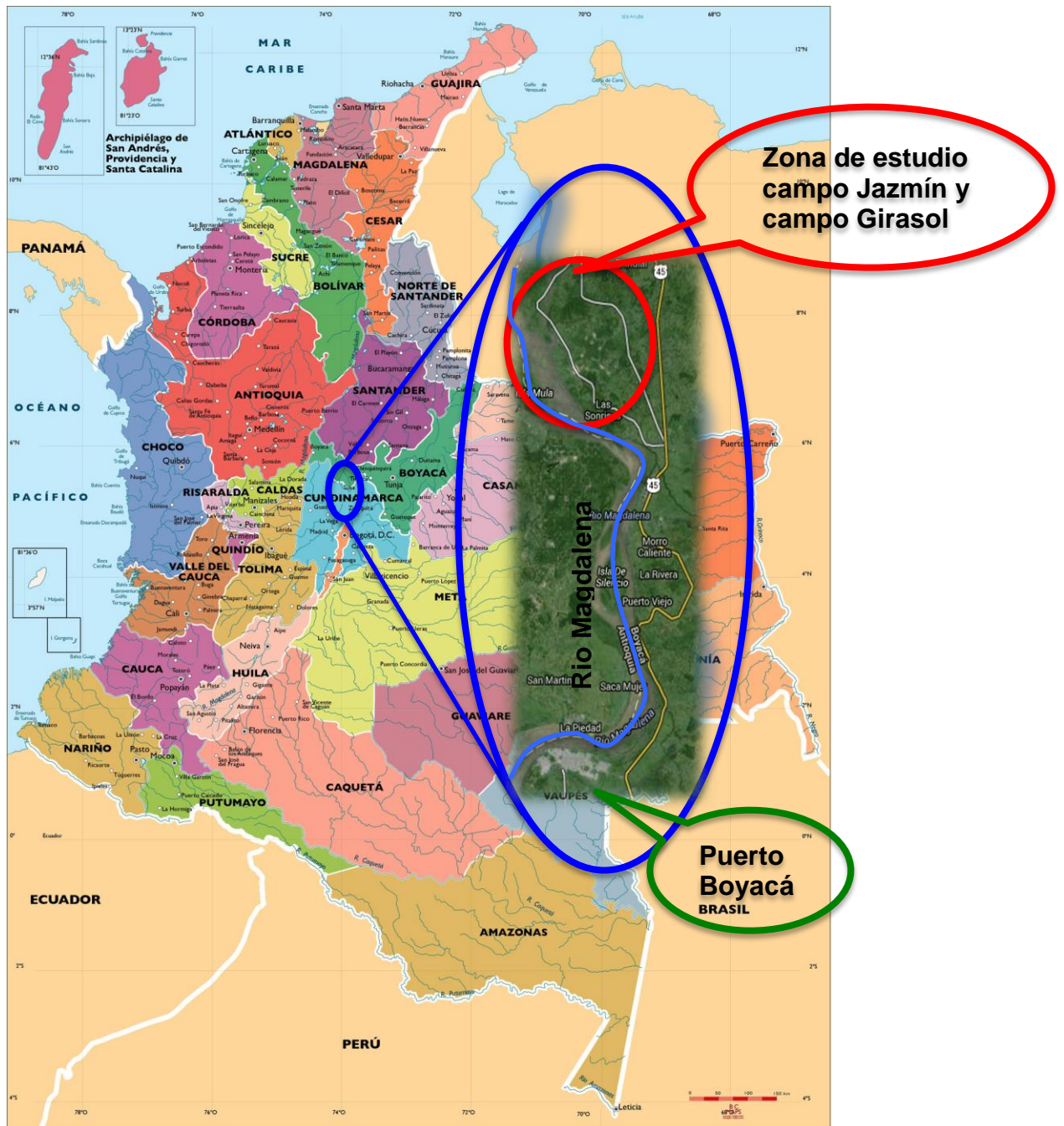
[13] Company, PROCEDURES MANUAL DR 2800 Spectrophotometer, Germany, 2007.

[14] MOLERIO, L. F. L. Hidrología de trazadores en la gestión ambiental de yacimientos de petróleo onshore. En: Internaonal de ciencias de la tierra. Julio-Agosto, 2012, No. 154, p. 43.

[15] SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada del petróleo. Cuaderno FIRP #S357C. Merida: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química, 2005, 35p.

# ANEXOS

## ANEXO A. Localización zona de estudio.



Fuente. Adaptado de Google earth.

## **ANEXO B. Detección de $\text{Mo}^{+6}$ por medio del método 8139 en el espectrofotómetro Hach DR2800.**

Antes de iniciar la prueba:

- Analizan las muestras inmediatamente después de la recolección
- Filtrar las muestras turbias

Materiales, equipos y reactivos:

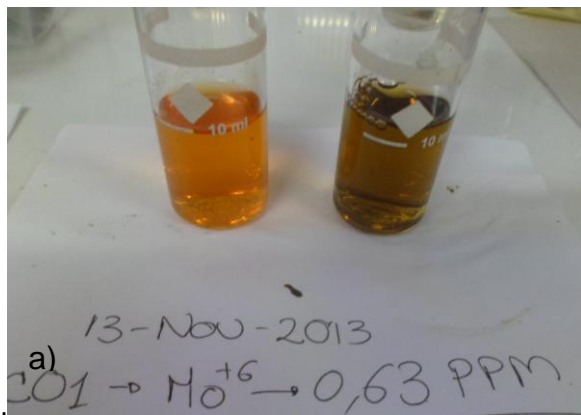
- Espectrofotómetro HACH DR2800
- Dos celdas de vidrio con capacidad de 25 ml.
- Una papeleta de *Molybdenum 1 Reagent (LR)* contiene ácido ascórbico
- 0,5 ml de *Molybdate Powder Pillow, Molybdenum* (sulfato de sodio 60–70%, peroxidodisulfato de potasio 30-40%)
- Pipeta de 25 ml

Procedimiento del método 8139:

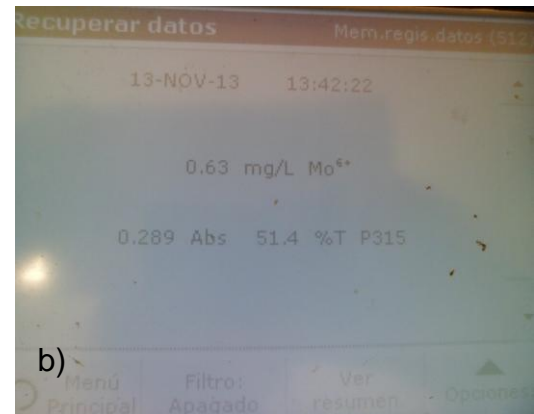
1. Ingresa en el espectrofotómetro a programas almacenados
2. Selecciona molibdeno LR 315
3. En una celda de 25 ml se introduce 20 ml de la muestra
4. Añade el contenido de una papeleta del reactivo molibdeno 1
5. Tapa la celda y agita para disolver el reactivo
6. Dividir el contenido de la celda en dos celdas cada una con 10 ml de muestra
7. en una de las celdas se agrega muestra 0,5 ml de reactivo 2 de molibdeno, agita la muestra
8. En la pantalla del espectrofotómetro pulsa TIMER> OK, inicia contabilización de una reacción en un tiempo de dos minutos

9. Se gradúa el blanco con la celda que no contiene el reactivo 2 de molibdeno, se limpia con paño suave, se inserta en el soporte de la celda en el espectrofotómetro
10. pulsa cero; en la pantalla mostrara 0.00 mg/l  $Mo^{+6}$
11. Retira la celda usada para calibrar el blanco
12. La otra celda con el contenido de los dos reactivos y muestra, se limpia e inserta en el soporte
13. pulsa leer; en la pantalla mostrara el resultado en mg/l de  $Mo^{+6}$

#### Muestra de pozo AC01



a) Resultado cualitativo presencia de molibdato



b) Pantalla espectrofotómetro indicando contenidos de molibdato

Fuente. Autor