

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad De Ingeniería en Ciencias De La Tierra**

CARACTERIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL PARA MINIMIZAR DAÑOS EN LA FORMACIÓN SEGÚN SU CONCENTRACIÓN EN TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO PARA EL CAMPO GUANTA.

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo a la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Byron Ismael González Guamán

Juan Diego Carrera Palacios

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año: 2019

## **AGRADECIMIENTO**

El más sincero agradecimiento a ESPOL, nuestra alma mater, a todos nuestros profesores a lo largo de nuestra carrera que nos impartieron sus conocimientos, al Ing. Nilo Morales e Ing. Carlos Castro por ayudarnos con sus conocimientos y experiencia.

## DEDICATORIA

El presente trabajo investigativo lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mis padres; Ángel, Sonia y Fabiola por el trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. Ha sido mi orgullo y el privilegio de ser su hijo, son los mejores padres.

A mis hermanos; Camila, David, Christopher, Emilio, Analís y Mikhaela, por el apoyo moral e inspiración, que me brindaron a lo largo de esta etapa de mi vida.

A la familia que escogí; José, Cynthia, Pablo, Fredy, María, Eber, Marcelo y Kevin, gracias por su eterno apoyo y su verdadera amistad.

Y en especial a la familia Zeas Nolivos, por su apoyo y cariño incondicional en todos estos años.

Juan Diego Carrera Palacios.

## DEDICATORIA

Agradezco a Dios, a la Purísima de Macas quienes guían mi camino, me dan las fuerzas para cumplir mis sueños y no decaer. El presente trabajo es dedicado a mis padres Oswaldo González y Rosa Guamán quienes son las bases de mi vida, son el ejemplo a seguir y la motivación para cumplir lo que me he propuesto. A mi hermano Darwin, a sus hijos y a mi tía Blanca Guamán quienes me dan su cariño y forman parte de mi vida.

Dedico a mis primos Cristian, Juan Carlos, Adrián y demás familiares por su ayuda durante toda mi vida académica.

Dedicado para Karlita Córdova por todo el amor y apoyo sincero que he recibo de su parte.

Byron Ismael González Guamán.

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Byron Ismael González Guamán, Juan Diego Carrera Palacios y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la propiedad intelectual”

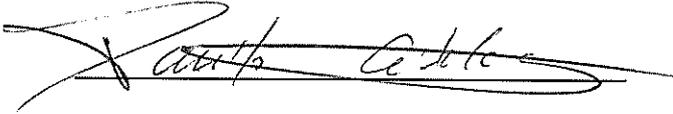
---

Byron Ismael González Guamán

---

Juan Diego Carrera Palacios

## EVALUADORES



**M.Sc. Danilo Andres Arcentales B.**

Profesor de la materia

---

**M.Sc. Fernando Javier Sagnay S.**

Profesor de la materia

---

**M.Sc. Fernando Javier Sagnay S.**

Profesor tutor

## RESUMEN

La elaboración de este trabajo se enfoca en conocer cuál es la caracterización y determinación del fluido de control para minimizar los daños de formación según su concentración en los trabajos de workover de los pozos del campo Guanta. Un fluido de reacondicionamiento se caracteriza por poseer porcentajes de concentración de químicos y tener una formulación única para cada pozo, lo cual se ejecuta pruebas de compatibilidad con la formación y retorno de permeabilidad en los núcleos que se obtuvieron durante el tiempo de perforación. Esto se debe relacionar con cada una de las arenas productoras del campo Guanta.

**Palabras clave:** Fluido de control, daños de formación, pruebas de compatibilidad, arenas productoras.

## **ABSTRACT**

*The elaboration of this work focuses on knowing what is the characterization and determination of the control fluid to minimize the formation damage according to its concentration in the workover works of the Guanta field wells. A reconditioning fluid is characterized by having chemical concentration percentages and having a unique formulation for each well, which performs tests of compatibility with the formation and return of permeability in the cores that were obtained during the drilling time. This must be related to each of the producing sands of the Guanta field.*

**Keywords:** *Control fluid, formation damage, production area, production*

# ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Justificación del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo General .....	3
1.3.2 Objetivos específicos .....	3
1.4 Marco Teórico .....	3
1.4.1 Reseña del campo Guanta .....	3
1.4.1.1 Descripción General.....	3
1.4.1.2 Ubicación geográfica .....	4
1.4.1.3 Mapa de ubicación .....	5
1.4.1.4 Ubicación y distribución de pozos en el campo Guanta .....	7
1.4.1.5 Geología estratigráfica del área de estudio .....	7
1.4.1.6 Geología estructural del área de estudio.....	9
1.4.1.6.1 Arena Basal Tena .....	10
1.4.1.6.2 Arena U.....	12
1.4.1.6.3 Arena T .....	12
1.4.1.6.4 Arena Hollín Inferior .....	13
1.4.1.6.5 Arena Hollín Superior.....	14
1.4.1.7 Propiedades petrofísicas de los reservorios .....	15
1.4.2 Reacondicionamientos de pozos .....	15
1.4.2.1 Tipos de reacondicionamiento de pozos .....	16
1.4.3 Completación de pozos.....	16
1.4.3.1 Factores que determinan el diseño de la completación de pozos .....	17
1.4.3.2 Clasificación de las completaciones de pozos. ....	18

1.4.3.3	Fluido de Completación.....	18
1.4.3.3.1	Química del fluido de completación .....	21
1.4.4	Compatibilidad de los fluidos de control.....	24
1.4.4.1	Compatibilidad de las arcillas de formación .....	25
1.4.4.2	Compatibilidad con el agua de la formación.....	25
1.4.4.3	Compatibilidad con el crudo y el gas natural de la formación.....	25
1.4.5	Daños de formación.....	27
1.4.5.1	Tipos de daño de formación .....	28
1.4.5.2	Factor Skin .....	29
1.4.6	Nanotecnología.....	30
1.4.6.1	Nanotecnología aplicada en la industria del petróleo.....	30
1.4.6.2	Nanopartículas de sílice .....	31
1.4.7	Microemulsiones .....	31
CAPÍTULO 2.....		33
2.	METODOLOGÍA .....	33
2.1	Descripción General.....	33
2.2	Estado actual del campo de estudio.....	33
2.3	Procesamiento y análisis de información .....	34
2.4	Limitación del campo de estudio .....	35
2.5	Criterios para selección de un fluido óptimo .....	36
2.6	Proceso de muestreo .....	36
2.7	Proceso del estudio de las muestras.....	38
CAPÍTULO 3.....		40
3.	ANÁLISIS Y RESULTADOS .....	40
3.1	Pruebas de emulsión.....	40
3.1.1	Arena U superior.....	40
3.1.2	Arena U inferior.....	43

3.1.3	Arena Basal Tena .....	45
3.1.4	Arena Hollín Superior.....	47
3.1.5	Arena T inferior .....	49
3.1.5.1	Arena T inferior (Prueba 2').....	51
CAPÍTULO 4.....		53
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	53
4.1	Conclusiones.....	53
4.2	Recomendaciones.....	54
Bibliografía.....		55

## **ABREVIATURAS**

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
GN	Guanta
EP	Empresa Pública
WO	Trabajo de Reacondicionamiento
CA	Compañía Anónima
BSW	Basic Rediment Water
SA	Sociedad Anónima
API	Americam Petroleum Institute

## SIMBOLOGÍA

pH	Potencial de hidrógeno
bbbl	Barriles
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
k	Permeabilidad
K	Potasio
Ca	Calcio
Ø	Porosidad
km	Kilómetros
$P_c$	Presión capilar
P	Presión
r	Radio
lpg	Libras por galón
L	Longitud
gpt	Galón por mil

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Mapa de ubicación bloque 56- Guanta-Dureno (PETROPRODUCCION, 2002). .....	5
Figura 1-2 Mapa de ubicación bloque 56 Guanta-Dureno (Google Maps, 2019). Elaboración propia.....	6
Figura 1-3 Estación de producción campo Guanta (Google Maps, 2019). Elaboración propia.....	6
Figura 1-4 Ubicación de pozos del campo Guanta (PETROPRODUCCIÓN, 2011). .....	7
Figura 1-5 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente (PETROPRODUCCION, 2002) .....	8
Figura 1-6 Correlación estratigráfica entre pozos GNTA-001, GNTA-040, GNTA-018, GNTC-017 (Petroamazonas E.P., 2017). .....	9
Figura 1-7 Mapa estructural al tope <i>U Inferior</i> (Petroamazonas E.P., 2017) .....	10
Figura 1-8 Mapa estructural arena Basal Tena en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017). .....	11
Figura 1-9 Mapa estructural arena U superior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017). .....	12
Figura 1-10 Mapa estructural arena T inferior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017). .....	13
Figura 1-11 Mapa estructural arena Hollín inferior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017).....	14
Figura 1-12 Tipos de reacondionamiento de pozos (Well Control Manual - Rehabilitacion, 2013) .....	16
Figura 1-13 Clasificación de la completación de pozos.....	18
Figura 1-14 Clasificación de los fluidos de control según su homogeneidad (BAROID, 2000). .....	19
Figura 1-15 Funciones del fluido de control (BAROID, 2000).....	20
Figura 1-16 Clasificación de los fluidos de control según su componente principal (BAROID, 2000). .....	20
Figura 1-17 Factores a considerar para la selección de reparación de pozos.....	26
Figura 1-18 Zona virgen y Zona de daño (Ruiz, 2018) .....	27
Figura 1-19 Tipos de daño de formación. ....	28
Figura 1-20 Mojabilidad de la roca (Halliburton, 2008). .....	29

Figura 1-21 Ejemplos de nanoescala (NANOCIENCIA y NANOTECNOLOGÍA, s.f.). ...	30
Figura 2-1 Diagrama de flujo para el proceso de muestreo (Carrera & Gonzales, 2019). .....	37
Figura 2-2 Diagrama de flujo para el estudio de las muestras en laboratorio (Carrera & Gonzales, 2019). ....	39
Figura 3-1 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 5. ....	41
Figura 3-2 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 1. ....	44
Figura 3-3 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 3. ....	46
Figura 3-4 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 4. ....	48
Figura 3-5 Comparación de los resultados en la prueba de emulsión en la muestra 2 con los resultados de la prueba de emulsión de la muestra 4. ....	50
Figura 3-6 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión de la muestra 2'. ....	52

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.4-1 Características de los reservorios del campo de estudio (Petroamazonas E.P., 2017).....	15
Tabla 2.2-1 Cierre de pozos, 21 de Julio del 2019 (Petroamazonas E.P, 2019). .....	33
Tabla 2.4-1 Selección de pozos para el muestreo (Petroamazonas E.P, 2019).....	35
Tabla 3.1-1 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 5. ....	40
Tabla 3.1-2 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 5. ....	41
Tabla 3.1-3 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 1. ....	43
Tabla 3.1-4 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 1. ....	43
Tabla 3.1-5 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 3. ....	45
Tabla 3.1-6 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 3. ....	45
Tabla 3.1-7 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 4 .....	47
Tabla 3.1-8 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 4. ....	47
Tabla 3.1-9 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 2. ....	49
Tabla 3.1-10 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 2. ....	49
Tabla 3.1-11 Concentración de aditivos químicos usados en la prueba de emulsión en la muestra 2'. ....	51
Tabla 3.1-12 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 2'. ....	51
Tabla 4.1-1 Resultados de concentraciones en los fluidos de control para los reservorios del campo Guanta. ....	53

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso natural crucial, su origen etimológico radica en las palabras *petro*, que significa roca, y *óleo* que significa aceite. Su impacto económico a nivel mundial viene de la mano con la revolución industrial, puesto que las propiedades de este hidrocarburo brillan por su versatilidad como una excelente materia prima. Ecuador es un país petrolero desde hace ya más de un siglo porque ha tenido un importante desarrollo debido a la producción de este recurso no renovable. Actualmente tiene un impacto muy apreciable en el Producto Interno Bruto (PIB) del país y con el pasar de los años, mediante estudios con desarrollo de tecnologías más eficientes, se han optimizando los procesos de su obtención intentando elevar la mayor cantidad al menor costo operativo.

### 1.1 Descripción del problema

Una forma para lograr la comunicación entre la superficie y el lugar del subsuelo donde está el petróleo, se necesita perforar un pozo que, además, para controlar las presiones de formación, siempre tiene un fluido, ya sea, de perforación (cuando está en proceso de construcción) o de control (cuando el pozo está produciendo). Estos deben hacer la menor alteración posible de las propiedades del reservorio; estas alteraciones debidas a fluidos de control y cualquier otra actividad ajena a la naturalidad del reservorio, se denominan daño de formación, que mientras mayor sea, la obtención de petróleo será menor. Por esta razón, la selección del fluido correcto para cada operación es de suma importancia.

La empresa PETROAMAZONAS EP, con más de 10 años de producción de hidrocarburos en el Ecuador, requiere mantener o elevar la producción de petróleo a través de trabajos de workover o reacondicionamiento en los pozos productores en el campo Guanta perteneciente al activo Lago Agrio. En las operaciones de reacondicionamiento existe un riesgo de aumentar el daño de formación y ocasionar los siguientes fenómenos tales como a) Migración de finos, b) Disminución de permeabilidad, c) Cambio de mojabilidad de la roca, d) Taponamiento de perforados, e) Expansión de arcillas. Es decir, los fluidos de

Control tienden a ser considerados como un origen para que se produzca daños a la formación, principalmente cuando la concentración del porcentaje de sus aditivos no son los correctos y están mal formulados, por tal motivo son incompatibles con la litología del pozo.

Debido a la diversidad de situaciones que se pueden presentar, inclusive de que pueden cambiar con el tiempo, la selección del fluido de control para cada situación, es importante, puesto que enfrentará un escenario donde no haga daño de formación. Por lo tanto, en el presente proyecto, mediante el análisis de las propiedades de los diferentes tipos de fluidos de control, se seleccionará los más adecuados para las operaciones de workover en el campo Guanta del oriente ecuatoriano.

## **1.2 Justificación del problema**

Este trabajo se enfoca en el análisis del fluido de completación aplicado en los distintos pozos productores de petróleo del campo Guanta, mediante pruebas de compatibilidad entre los fluidos de reacondicionamiento y yacimiento, con la finalidad de minimizar el daño de formación y no conlleve a la reducción en la producción.

Las propiedades de formulación para el fluido de completación son a) Peso, b) Invasión al reservorio, c) Arcillas o minerales activos presentes en la formación

n. Es necesario que se conozca la información del historial del yacimiento y los tratamientos químicos realizados en pozos productores, con lo que se podrá determinar la concentración exacta de componentes químicos en el fluido de completación y obtener una óptima compatibilidad con los fluidos.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Analizar la caracterización y determinación del fluido de control que minimice los daños en la formación productora de petróleo, según la concentración apropiada por medio de la formulación, para la obtención de un fluido óptimo de reacondicionamiento en los pozos productores del campo Guanta del activo Lago Agrio.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Descripción de las arenas productoras del campo Guanta para la cualificar el daño en el reservorio.
- Recopilar muestras de los reservorios: U inferior, U superior, Basal tena, Hollín superior y T inferior, para realizar pruebas de emulsión en laboratorio.
- Elaborar pruebas de emulsión en laboratorio entre fluido de control y fluido de formación para hallar la concentración óptima a través de la formulación química.
- Implementar nuevas tecnologías al fluido de control para ser utilizada en los nuevos trabajos de reacondicionamiento del campo Guanta.

## **1.4 Marco Teórico**

### **1.4.1 Reseña del campo Guanta**

#### **1.4.1.1 Descripción General**

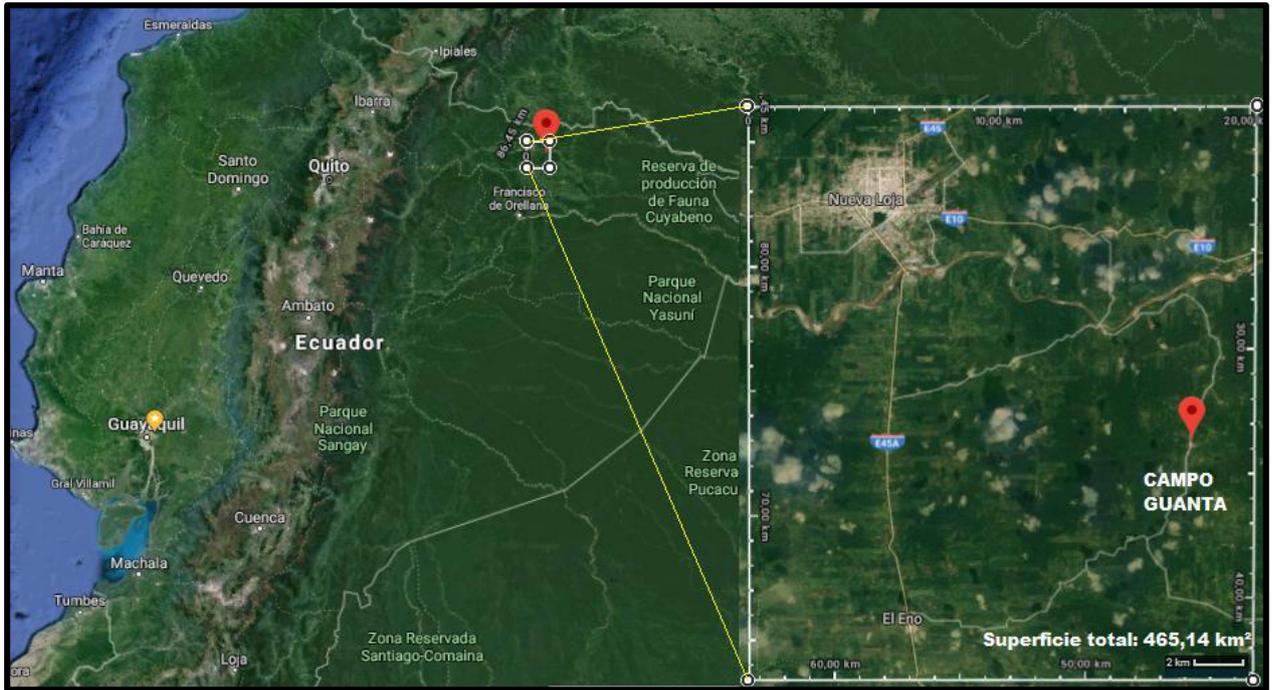
El campo Guanta – Dureno fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Dureno-01 en 1969, y su desarrollo productivo se inició en septiembre de 1984. Los yacimientos productivos del campo son: Hollín, U, T y Basal Tena; siendo reservorio U inferior el reservorio de mayor importancia por volumen de reservas y producción (Petroamazonas E.P., 2017).

#### **1.4.1.2 Ubicación geográfica**

El campo Guanta Dureno se encuentra ubicado al Sureste del campo Lago Agrio y al Suroeste de los campos Atacapi y Parahuacu (Figura 1-1), Al sureste de la del cantón Lago Agrio y noreste de la parroquia El Eno, como se muestra en la Figura 1-2, además, teniendo su estación de producción en coordenadas: latitud: -0.003064 y longitud: -76.777330 (Figura 1-3)

El desarrollo ha sido en el bloque levantado de las fallas principales que limitan al Campo por el Este, mientras que, por el Oeste, Norte y Sur, el límite está definido por los contactos agua-petróleo para los reservorios U, T y Hollín Superior; estos límites para Basal Tena están definidos por una profundidad a - 7.964 pies (PETROPRODUCCION, 2002).





**Figura 1-2** Mapa de ubicación bloque 56 Guanta-Dureno (Google Maps, 2019).  
Elaboración propia



**Figura 1-3** Estación de producción campo Guanta (Google Maps, 2019). Elaboración propia.

#### 1.4.1.4 Ubicación y distribución de pozos en el campo Guanta

En el campo Guanta, tanto como al Norte, Centro y Sur se tiene una distribución actual de 30 pozos (Petroamazonas E.P, 2019).

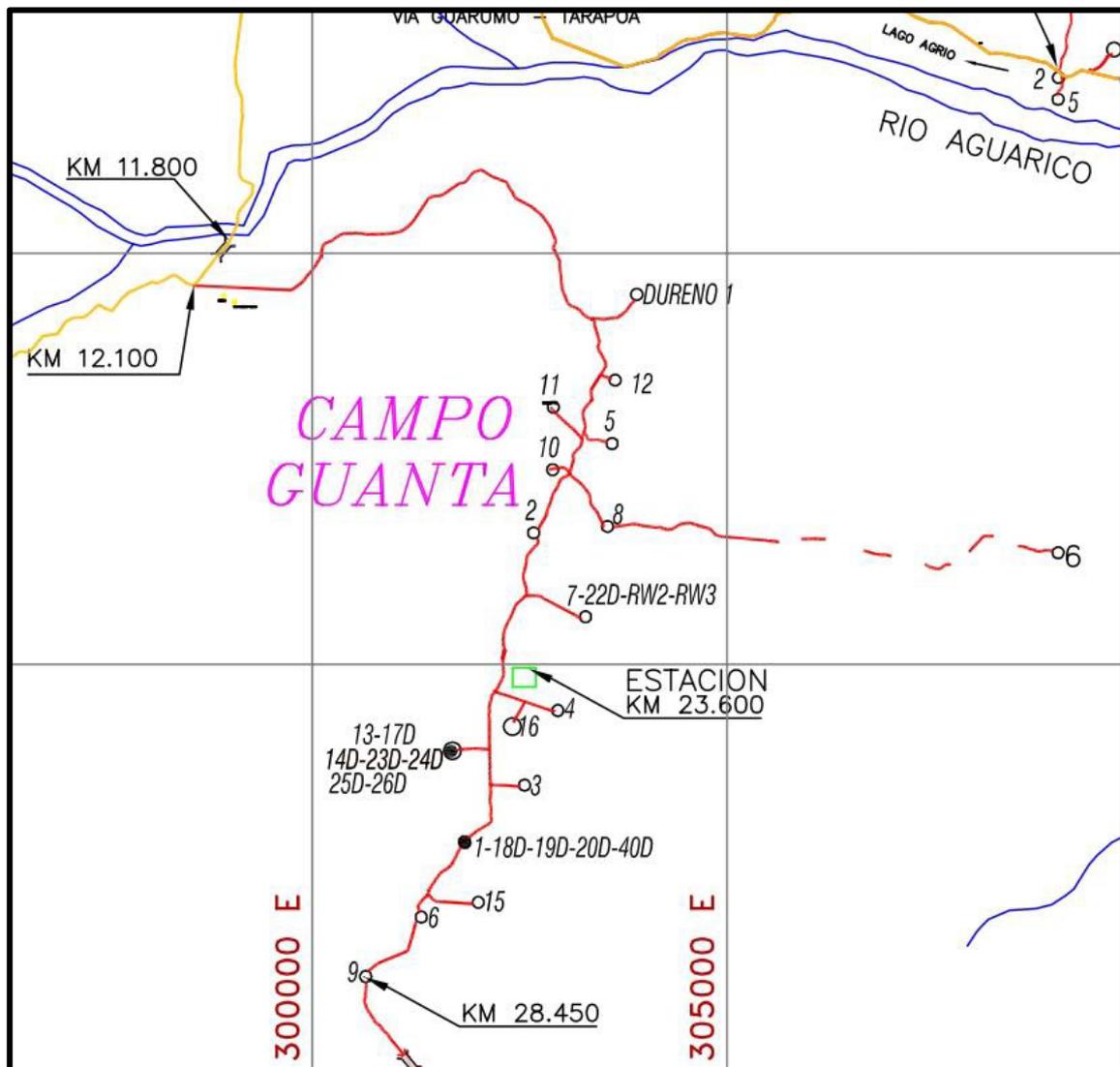


Figura 1-4 Ubicación de pozos del campo Guanta (PETROPRODUCCIÓN, 2011).

#### 1.4.1.5 Geología estratigráfica del área de estudio

Nuestra área general corresponde a la zona central de la Cuenca Oriental ecuatoriana, que está constituida por las formaciones de la sección cretácica: Hollín, Napo, Tena Basal, exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial y la selección paleógeno cuyas formaciones son: Orteguzza, Tiyuyacu, Tena y Chalcana como lo observamos en la Figura

1-5; la sección cretácica forma yacimientos separados verticalmente por lo que su valor estratigráfico y productor se registran en las areniscas productoras "U" , "T" (Baby, Rivadeneria, & Barragán, 2004)

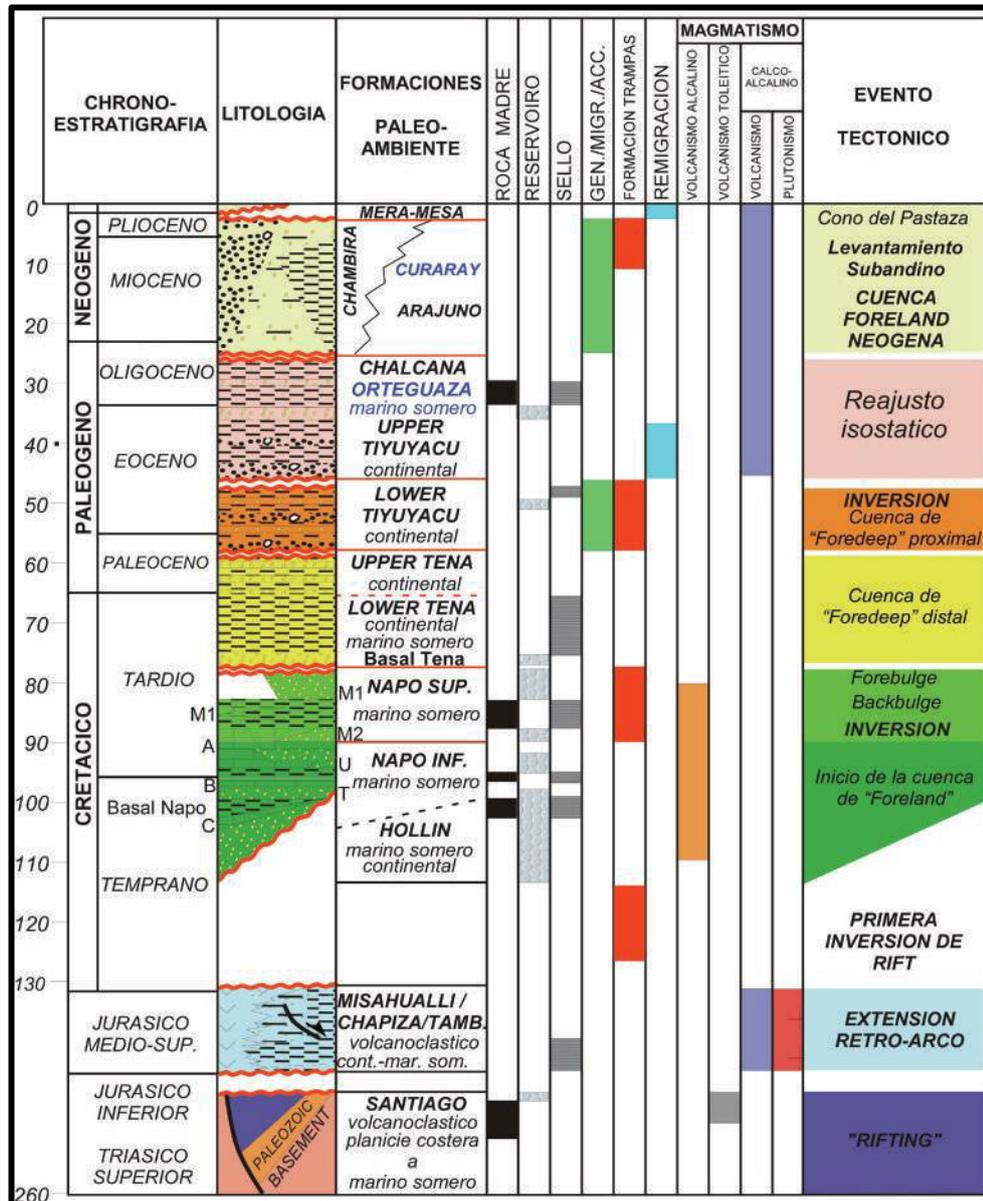


Figura 1-5 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente (PETROPRODUCCION, 2002)

En respecto al bloque de estudio, mediante la correlación estratigráfica de pozos aplicada para 4 pozos, el campo Guanta-Dureno presenta la siguiente estratigráfica característica definida en la Figura 1-6, siendo los principales reservorios, *U inferior* y *T superior*, para los que se puede observar una continuidad general a lo largo de la estructura



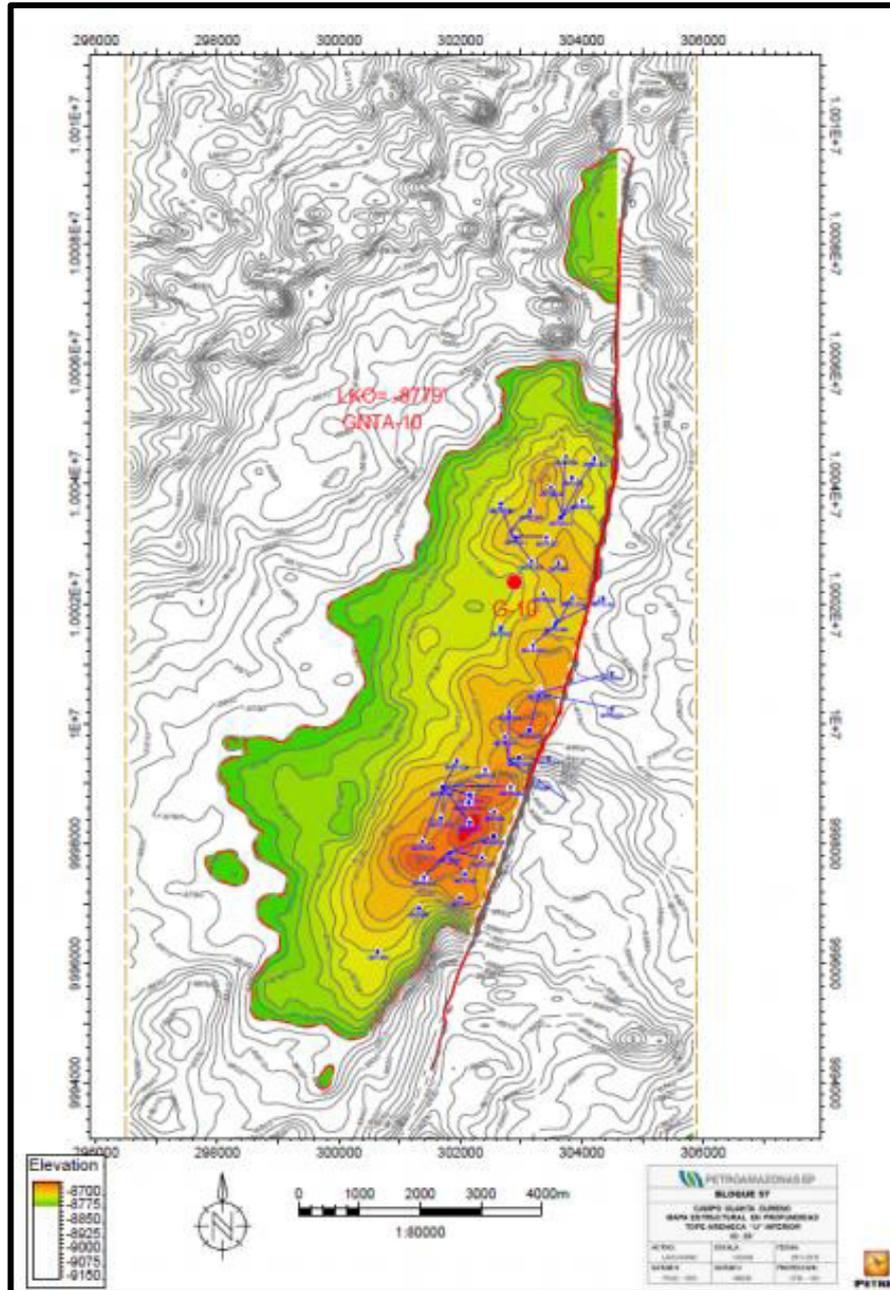


Figura 1-7 Mapa estructural al tope *U Inferior* (Petroamazonas E.P., 2017)

#### 1.4.1.6.1 Arena Basal Tena

La arena Basal Tena está constituida principalmente por areniscas de cuarzo. La salinidad del agua de formación está en el orden de 55.000 ppm de NaCl, con resistividades de agua de formación de 0,048 ohm-m, a una temperatura de 190F. Presenta valores de porosidad de 14,11%, espesor neto petrolífero de 10 pies y saturación de agua en el orden de 26,76%. No se identificó contacto agua petróleo, por lo que se considera un límite de arena a la

profundidad de -7.964 pies, definido en el pozo GNTA-05. (PETROPRODUCCION, 2002)

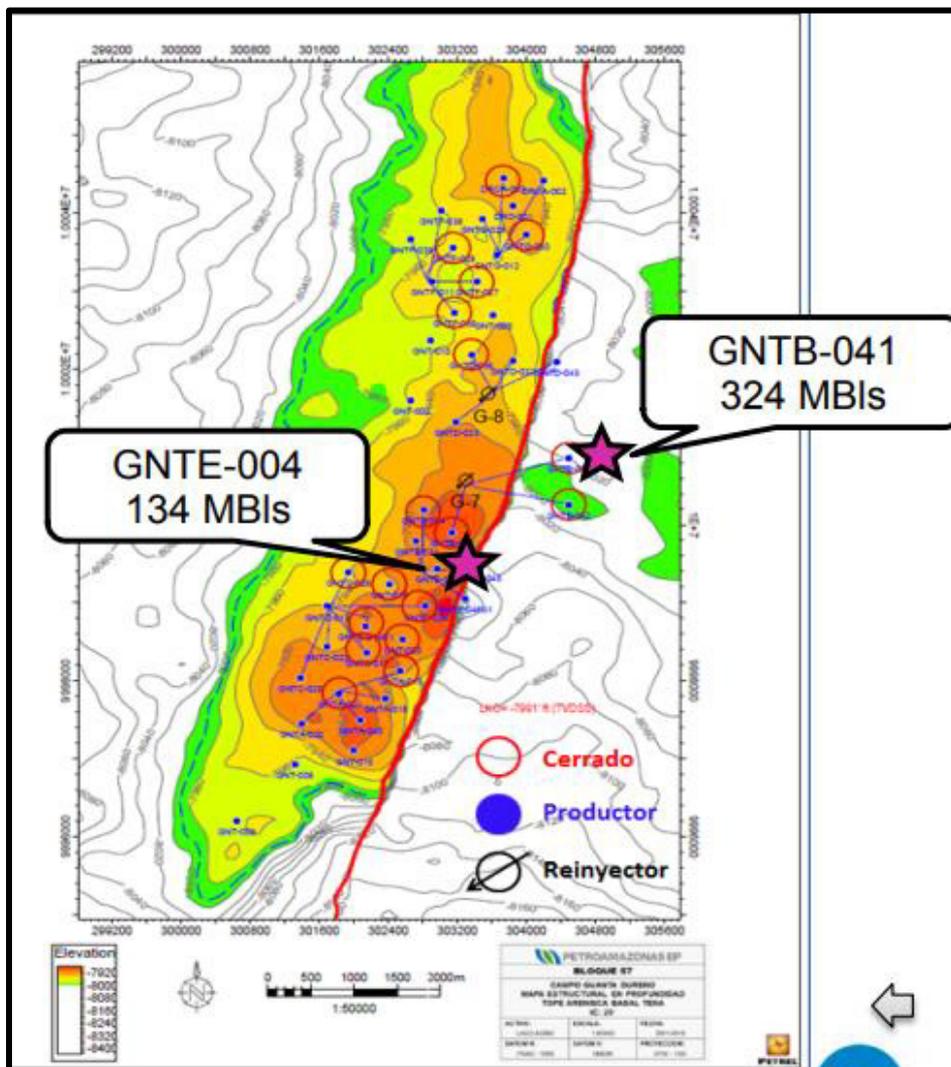


Figura 1-8 Mapa estructural arena Basal Tena en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017).

#### 1.4.1.6.2 Arena U

Constituida por areniscas, con interacciones de lutitas. Presenta porosidad de 15,15% y espesor neto petrolífero de 32,29 pies, con saturación de agua en el orden de 16,76%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0,088 Ohm-m a una temperatura de 198 °F. La salinidad del agua de formación está en el orden de 25.000 ppm de NaCl. Se identificó un contacto agua petróleo en el pozo GTA-10, a la profundidad de -8.768 pies (PETROPRODUCCION, 2002)

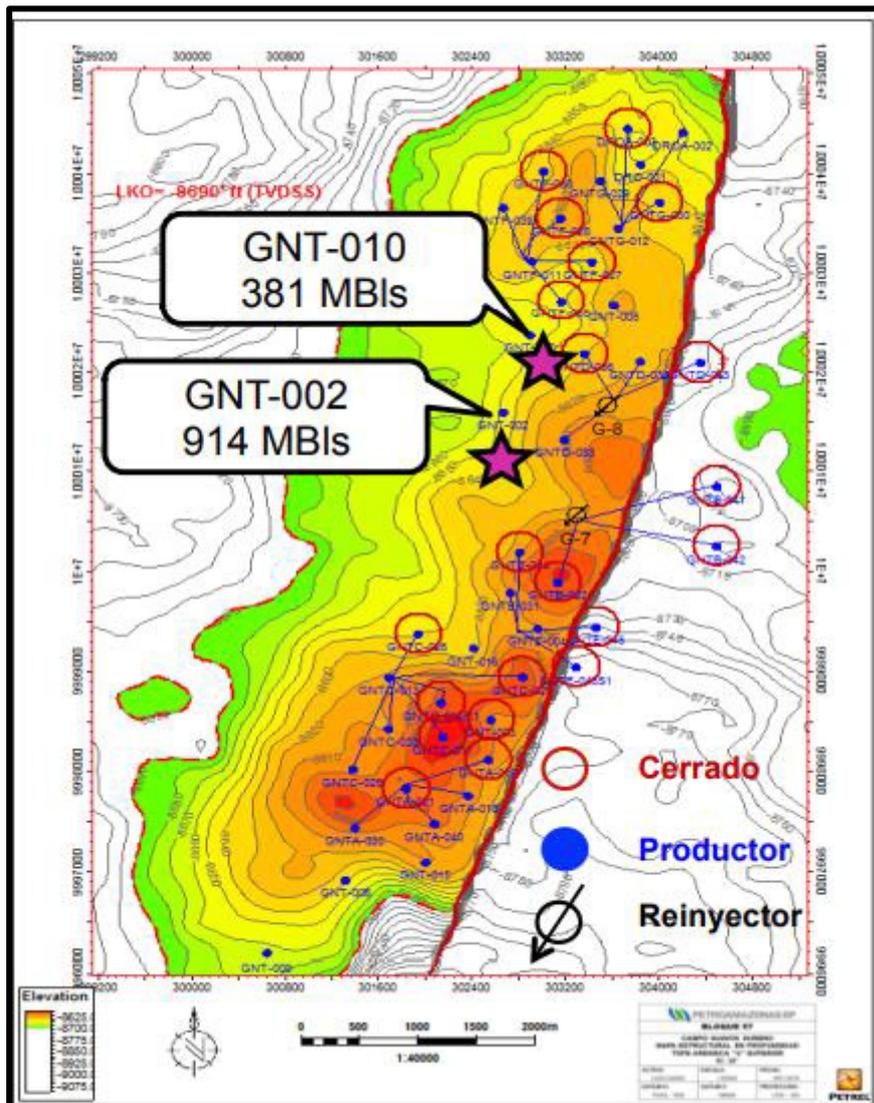


Figura 1-9 Mapa estructural arena U superior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017).

#### 1.4.1.6.3 Arena T

Formada por areniscas, con interacciones de lutitas. La porosidad es de 14,73% y espesor neto petrolífero de 33,21 pies, con saturación de agua en el orden de 20,17%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0,130 Ohm-

m a una temperatura de 200°F. La salinidad del agua de formación es de 16.500 ppm de NaCl. Se considera un contacto agua petróleo a la profundidad de - 8.940 pies, identificado en los pozos DU-01 y GTA-05. (PETROPRODUCCION, 2002)

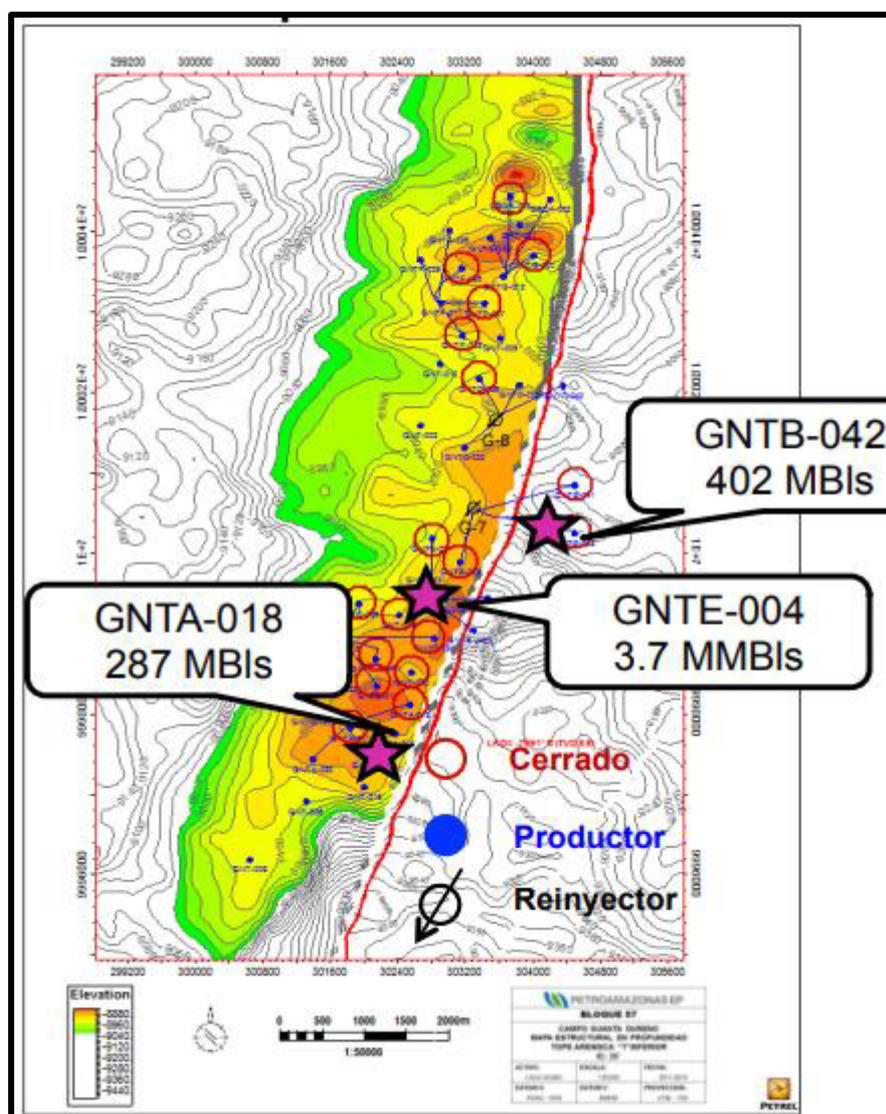


Figura 1-10 Mapa estructural arena T inferior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017).

#### 1.4.1.6.4 Arena Hollín Inferior

Arenisca limpia con poca presencia de arcilla, litológicamente constituida por arenisca cuarzo blanco, clara a translúcida, friable, cemento calcáreo” (PETROPRODUCCION, 2002).

#### 1.4.1.6.5 Arena Hollín Superior

Areniscas finas, medias y algo sucias, pocas lutitas. Estas descripciones son equivalentes a las esperadas para las respectivas unidades y asignan también coherencia a la ubicación de las mismas, dentro del conjunto de la Cuenca Oriente” (PETROPRODUCCION, 2002).

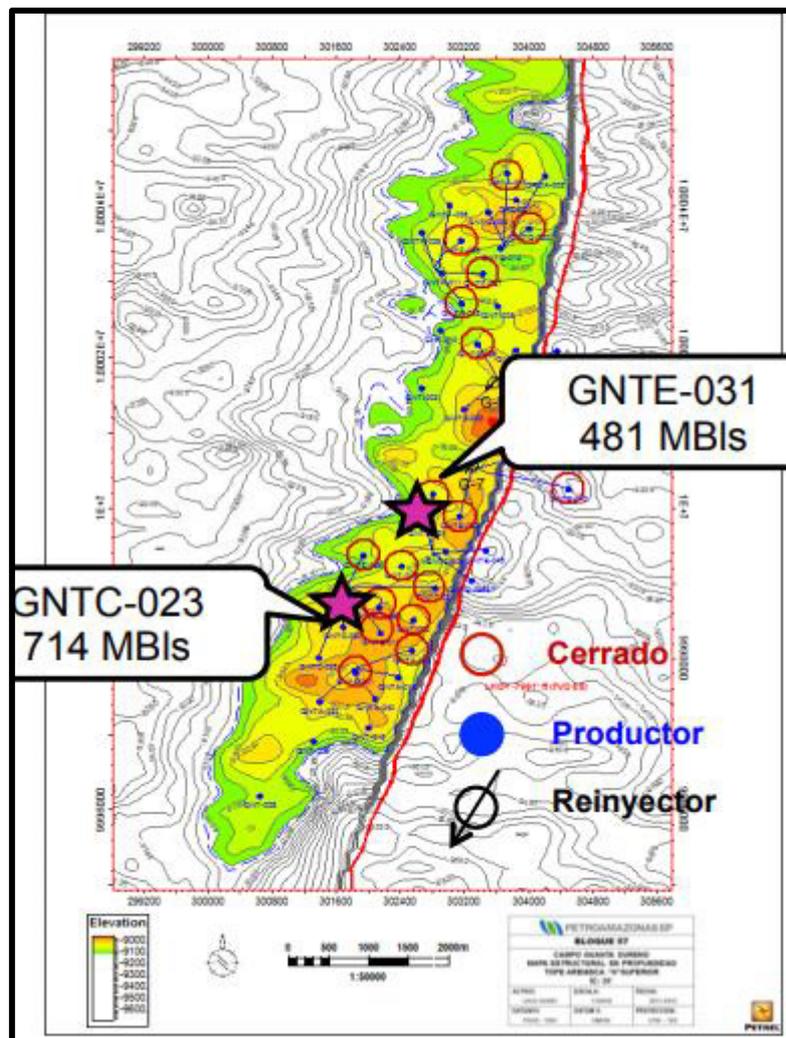


Figura 1-11 Mapa estructural arena Hollín inferior en el campo Guanta (Petroamazonas E.P., 2017)

### 1.4.1.7 Propiedades petrofísicas de los reservorios

A continuación, en la Tabla 1.4-1 Características de los reservorios del campo de estudio, se presentan los datos petrofísicos de los reservorios de Guanta.

**Tabla 1.4-1 Características de los reservorios del campo de estudio (Petroamazonas E.P., 2017)**

<b>Formación</b>	<b>P (Psi)</b>	<b>∅ (%)</b>	<b>API</b>	<b>So (%)</b>	<b>Sw (%)</b>	<b>Espesor neto de petróleo (ft)</b>
<b>Basal Tena</b>	1364	14.11	20.3	73.24	26.76	10
<b>U</b>	980	15.15	29.6	83.24	16.76	32.29
<b>T</b>	2024	14.73	32.3	79.83	20.17	33.21
<b>Hollín superior</b>	1983	14.23	29.8	73.97	26.03	28.70

### 1.4.2 Reacondicionamientos de pozos

La palabra reacondicionamiento también reconocida como “rehabilitación”, “reparación” o simplemente “workover”, la última es una expresión en el idioma inglés y hacen referencia a una variedad de operaciones realizadas después de la completación y pruebas iniciales en un pozos, utilizando equipos adecuados a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad (Well Control Manual - Rehabilitacion, 2013)

Los problemas comunes con los que se puede hallar al momento de realizar un reacondicionamiento de pozo son los siguientes:

- Fallas mecánicas.
- Tasas de producción de petróleo muy bajas.
- Alta producción de agua.
- Alta producción de gas.

(Well Control Manual - Rehabilitacion, 2013)

### 1.4.2.1 Tipos de reacondicionamiento de pozos

#### Aislar zonas productoras.

- Su objetivo es separar las zonas productoras usando empacaduras, esto facilitara controlar y monitorear individualmente cada zona.

#### Desviaciones.

- Las desviaciones se clasifican en dos tipos desviaciones largas y cortas. Las desviaciones largas o sidetrack radica en perforar un pozo nuevo con un ángulo de desviación diferente a la inicial, estas operaciones se realizan cuando se tiene un pescado al fondo del pozo. Las desviaciones cortas se elaboran especialmente cuando el Liner se halla dañado y se realiza una completación con empacadura de grava.

#### Fracturamiento hidráulico.

- Radica en inyectar a presiones muy altas arena cerámica con gel para generar fracturas en la formación y así mejorar la permeabilidad.

#### Control de arena

- La migración de finos en formaciones no consolidadas ocasiona una notable disminución en la producción de pozos, por lo que se usa tubos ranurados.

#### Estimulación y acidificación de zonas.

- Se basa en inyectar una cierta cantidad de ácido clorhídrico (HCl) a la formación ocasionando la disolución del carbonato de calcio presente en las rocas, lo cual permite restaurar conductos en la formación y así aumentar o mantener la producción.

Figura 1-12 Tipos de reacondicionamiento de pozos (Well Control Manual - Rehabilitacion, 2013)

### 1.4.3 Completación de pozos

La terminación de pozos es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo por lo tanto es muy importante seleccionar la terminación que, de la mayor productividad debido a las diferentes características del yacimiento, y evitar el daño del pozo y al yacimiento. (Perforacion y Termiancion de Pozos )

#### **1.4.3.1 Factores que determinan el diseño de la completación de pozos**

Según el material de estudio de (Completación de Pozos Petroleros) se realiza la mejor elección de completación para lograr la mayor producción de hidrocarburos, por ello se requiere tener en cuenta los siguientes factores:

- Caudal de producción requerido
- Reservas de zonas a completar
- Mecanismos de producción
- Necesidades futuras de estimulación
- Próximas reparaciones
- Futuros proyectos de recuperación secundaria o terciaria
- Inversión
- Consideraciones para el levantamiento artificial
- Requerimientos para el control de arena

### 1.4.3.2 Clasificación de las completaciones de pozos.

#### Formación consolidada:

- Completación a hoyo abierto.
- Completación con tubería ranurada.

#### Formación no consolidada:

- Empaque con grava a hueco abierto.
- Empaque con grava interno.

#### De acuerdo a su configuración mecánica

- Sencilla.
- Múltiple.
- Monobre.

**Figura 1-13 Clasificación de la completación de pozos.**

### 1.4.3.3 Fluido de Completación

Es un líquido libre de sólidos que se usa para terminar un pozo petrolero. Este fluido se coloca en el pozo para facilitar las operaciones finales antes del comienzo de la producción, el fluido está diseñado para controlar un pozo en caso de falla del hardware de fondo de pozo, además debe ser químicamente compatible con la formación prospectiva y los fluidos (SCHLUMBERGUER, 2014). Los fluidos de completación se clasifican en:

- **Fluido de control convencional:** Este tipo de fluido tiene contacto justo con la zona productora, su principal función es tratar de no ser absorbido por la misma.

- **Fluido de control especial:** Este fluido es diseñado para ser absorbido por la zona productora, pero sin afectar las propiedades de la formación.

Los fluidos de control según su homogeneidad, se clasifican:

#### Fluidos espumosos.

- La composición fundamental de este fluido son emulsiones de lodo, aditivos estabilizadores gas o aire. La forma de usar el fluido espumoso es disminuir la presión hidrostática para asistir en la pérdida de circulación y así menorar la invasión del radio de sólidos suspendidos. Son utilizados en pozos donde se tienen presiones elevadas en la completación de pozo.

#### Fluido sin sólidos suspendidos.

- La composición principal son las soluciones de salmuera, petróleo, inhibidores, anticorrosivos. En la industria del petróleo se utiliza este fluido porque no produce un daño en la zona productora.

#### Fluido con sólidos suspendidos.

- La estructura principal es sólidos, los mismos que ayudan a incrementar el peso y controla las presiones del reservorio. Su uso no es tan común debido a los problemas que ocasionan en la zona productora y su reducción en la producción.

**Figura 1-14 Clasificación de los fluidos de control según su homogeneidad (BAROID, 2000).**

Entre las funciones del fluido de control tenemos:

---

**Funciones del fluido de control.**

- Contribuir en el logro de un trabajo de reacondicionamiento de una manera rápida y segura.
  - Controlar el pozo mediante la presión hidrostática que ejerce sobre la presión de formación.
  - Transportar sólidos suspendidos dentro del pozo.
  - Evaluar formación, producción de la zona productora.
  - Lubricar la broca y sarta durante un trabajo de perforación o workover.
- 

**Figura 1-15 Funciones del fluido de control (BAROID, 2000).**

A continuación, se describe cada uno de los tipos de fluidos de completación según su componente principal:

---

**Según su componente principal**

- Petróleo.
  - Agua salada producida en el campo.
  - Agua se sodio y cloruro de calcio.
  - Cloruro de calcio.
  - Nitrato de calcio, cloruro de zinc y cloruro de calcio.
  - Lodo convencional a base de agua.
  - Lodo a base de petróleo o emulsiones inversas.
- 

**Figura 1-16 Clasificación de los fluidos de control según su componente principal (BAROID, 2000).**

#### **1.4.3.3.1 Química del fluido de completación**

Un fluido de control debe cumplir características adecuadas de densidad y flujo, el mismo que debe ser químicamente compatible con la formación prospectiva, evitando el mínimo daño posible en la formación productora (BAROID, 2000).

La relación que existe entre el fluido de control y el fluido original es relevante al momento de la selección de un fluido de completación, la química a emplear en esta relación que existe es para contrarrestar o detener que se formen emulsiones tanto de petróleo/agua como de agua/petróleo, control de aumento del agua de formación, incremento de solubilidad de resinas (BAROID, 2000).

El estudio que se elabora entre la relación del fluido de control y la arena de formación, es principalmente para prevenir que exista hinchamiento de arcillas, la química a implementar es estrictamente para remover yeso o carbonato de calcio producto de la cementación, estabilizadores de la mojabilidad de la formación (BAROID, 2000).

Un fluido de control o completación anticipadamente es mezclado con químicos en muestras de laboratorio, para utilizarlo posteriormente en la práctica del campo. El fluido de control está compuesto por una mezcla de aditivos químicos que se acopla a las condiciones operativas y características de la zona productora en un trabajo de reacondicionamiento. Algunos aditivos químicos que se utilizan en el fluido de completación son: biocidas, dispersantes, surfactantes, antiespumante, inhibidor de arcilla, anticorrosivo (BAROID, 2000).

#### **Biocida**

Es un aditivo químico sintético que se utiliza para destruir, neutralizar o contrarrestar los organismos (bacterias, virus, hongos) de origen natural o microorganismos. Los agentes químicos biocidas atacan directamente a la membrana celular del microorganismo destruyéndolo inmediatamente sin permitir su reproducción. Este componente se utiliza en base agua y se caracteriza para el control de bacterias en un fluido de control. Las sustancias químicas biocidas se clasifican en: biocidas físicos, biocidas biológicos y biocidas químicos (BAROID, 2000).

#### **Dispersante**

Es un aditivo que se utiliza para la dispersión de los sólidos/líquidos de partículas finas. Especialmente es utilizado para que una sustancia que se dispersa en otra sustancia tenga una distribución y dispersión en un disolvente (BAROID, 2000).

### **Surfactante**

Este componente químico evita la mezcla de dos líquidos inmiscibles absorbiendo una interfaz, salmuera y el fluido original del reservorio. Reduciendo la tensión superficial (nivel de energía que necesita un líquido para incrementar su superficie por unidad de área) entre los fluidos o contacto entre fluido y roca. Este aditivo químico funciona como emulsionante, detergente o humectante. Este aditivo químico son compuestos orgánicos anfifílicos (BAROID, 2000).

### **Antiespumante**

Su composición no está compuesta por aceite, alcoholes de azúcares (alcohol octílico, estearato, hidrocarburos sulfonados) es empleado en fluidos de agua (BAROID, 2000).

### **Inhibidor de arcilla**

Este componente se lo utiliza para lentificar el hinchamiento, hidratación y desintegración de las arcillas o lutitas. El término inhibir se define como la prevención tardía de cualquier acción que las formaciones reactivas realicen, el catión calcio o el potasio se lo utiliza para prevenir el hinchamiento de las arcillas (BAROID, 2000).

Las arcillas se encuentran ubicadas en el medio poroso del reservorio, como parte de granos cementados o su matriz, el daño que ocasionan es el taponamiento de la permeabilidad en la zona productora. Algunas formaciones reactivas se diferencian estructuralmente entre ellas, determinado la superficie expuesta a los fluidos de yacimiento o fluidos de estimulación a las cuales las rocas se hinchan o desintegran (BAROID, 2000).

## **Anticorrosivo**

Es un aditivo químico empleado en el fluido de completación para proteger las superficies del tubing y casing de la degradación o también conocido como corrosión (BAROID, 2000).

## **Salmueras**

Son disoluciones de sales inorgánicas en agua clara, libre de sólidos en suspensión que a su vez permiten obtener un extenso rango de densidad sin necesidad de usar material denificante dañino. El tipo de sal y la cantidad a usar en la elaboración de una salmuera va a depender principalmente de la densidad deseada y la temperatura de cristalización (BAROID, 2000)

Las salmueras usadas en la industria petrolera son disoluciones en:

Agua clara que contienen una o más sales disueltas de los cloruros de Sodio (NaCl), Potasio (KCl) y Calcio ( $\text{CaCl}_2$ ); los bromuros de Sodio (NaBr), Calcio ( $\text{CaBr}_2$ ), Potasio (KBr) y Zinc ( $\text{ZnBr}$ ); y los formiatos de Sodio, Potasio y Cesio. (BAROID, 2000)

**Salmuera con bromuro de calcio:** Es un fluido de salmuera cristalino de sal simple ( $\text{CaBr}_2$ ) es utilizado para formular fluidos de reacondicionamiento de pozos y fluidos de terminación con densidades 8.14 a 14.2 lpg. Evita la hidratación y la migración de arcillas expansivas además funciona como obturador de fluidos o como una fase acuosa de un sistema de fluidos de emulsión inversa. (UNIBROMCORP, 2009).

**Salmuera con cloruro de calcio:** Usado para elevar rápidamente la densidad a una baja tasa de dosificación, elimina los problemas de hidratación y migración de la arcilla expansiva, puede ser mezclado con otras salmueras para generar sistemas de salmueras de la densidad que desee. (UNIBROMCORP, 2009).

## **Salmuera con cloruro de calcio y cloruro de sodio**

Este fluido permite obtener densidades de 10 y 11 lpg, principalmente constituido por la mezcla de cloruro de Sodio y cloruro de calcio (UNIBROMCORP, 2009).

### **Salmuera con formiato de sodio**

Es una sal orgánica cristalina seca y es de la más alta pureza, producto aplicado principalmente en las operaciones de perforación, reacondicionamiento y completación de pozos con una densidad entre el rango de 8.4 – 11 lpg. (UNIBROMCORP, 2009)

**Lodo y base agua:** Principalmente constituido por lodo convencional con agua, es manipulado a densidades superiores de 11 lpg. Su bajo costo y su disponibilidad hacen la utilización de este fluido. (BAROID, 2000)

**Agua tratada:** compuesta fundamentalmente por agua salada que es obtenida en el mismo campo, fluido que se adapta a la densidad con la que se quiere trabajar, usualmente usado en operaciones de reacondicionamiento por sus bajos costos. (BAROID, 2000)

**Agua salada:** Su composición es en su totalidad es solución de agua salada, no es recomendable usar este tipo de fluidos cuando en la zona productora existe la presencia de arcillas (montmorillonita); ya que, al estar en contacto la arcilla con el fluido produce una expansión reduciendo la permeabilidad en el reservorio (BAROID, 2000).

**Petróleo muerto:** Petróleo en condiciones de presión suficientemente baja para contener gas disuelto o un petróleo relativamente espeso o residuo que ha perdido sus compuestos volátiles (SCHLUMBERGUER, 2014)

#### **1.4.4 Compatibilidad de los fluidos de control**

La compatibilidad química de los fluidos a utilizar es una de las principales causas a ser examinadas para tratar de evitar daños a la formación, reducción de la productividad o la necesidad de tratamientos remediadores debido a que la formación puede entrar en contacto con un fluido no compatible de completación y reacondicionamiento, estimulación, limpieza (API, 2001).

#### **1.4.4.1 Compatibilidad de las arcillas de formación**

Los daños causados a la formación relacionada con las arcillas, es la obstrucción de las gargantas porales causado por el hinchamiento y migración de arcillas presentes en la formación debida a la separación de las partículas de arcillas y de las paredes del poro. La preocupación principal es determinar si una salmuera de completación causará el hinchamiento y/o migración de arcillas de la formación, especialmente en arenisca “compacta” de alto contenido de arcillas, de tal manera que bloquee las aberturas de poro. Para prevenir el hinchamiento de las arcillas, la salmuera de completación debe tener una composición y una concentración de sales que sean compatibles con la formación en particular. (API, 2001)

#### **1.4.4.2 Compatibilidad con el agua de la formación**

La mezcla de aguas incompatibles, cambios de solubilidad con la temperatura y presión además de la evaporación del agua que puede formar incrustaciones debido a las reacciones químicas entre las salmueras de completación y el agua de la formación. Las incrustaciones son depósitos de minerales inorgánicos. (API, 2001)

#### **1.4.4.3 Compatibilidad con el crudo y el gas natural de la formación**

La formación de emulsiones puede bloquear los poros y causar daños a la formación. La incompatibilidad de la salmuera/crudo es especialmente importante cuando se usan salmueras pesadas (pH bajo) y durante la estimulación con ácido. El gas natural puede contener considerables cantidades de CO<sub>2</sub> que causan la precipitación de carbonato de calcio al ser mezcladas con una salmuera de pH alto que contiene calcio. (API, 2001).

Al determinar si un fluido se comportara eficazmente en la operación de terminación o reparación de pozos se debe considerar los siguientes factores:

#### Densidad.

- Las salmueras claras se utilizan en condiciones balanceadas como desbalanceadas, habitualmente un pozo es terminado en situaciones sobrebalanceada y la salmuera pesada es sustituida por un fluido más liviano.

#### Punto de cristalización.

- El punto de cristalización de una salmuera es la temperatura a la cual se comienza a formar los cristales de sal dado el tiempo suficiente y las condiciones nucleantes apropiadas.

#### Compatibilidad de salmuera con agua de formación.

- Para escoger el tipo de salmuera apropiado considerar las interacciones de potenciales de fluido de control con sólidos, agua y gases de la formación.

**Figura 1-17 Factores a considerar para la selección de reparación de pozos.**

### **Corrosión.**

La corrosividad de un fluido de control va a depender de su tipo ya sea monovalentes y bivalentes, la corrosión es la pérdida de metal debido a reacciones químicas o electroquímicas, la misma que a la larga puede producir la destrucción del sistema de producción ya sea en el fondo del pozo, en las líneas y el equipo de superficie. (SCHLUMBERGUER, 2014)

### **Pruebas de emulsión**

Las pruebas de emulsión se utilizan para determinar el fluido óptimo de completación a utilizar, ya que se analizan la reacción entre el fluido de completación y los fluidos del yacimiento. Si la reacción no es óptima puede disminuir la permeabilidad parcial o total del yacimiento.

Las características determinadas en una prueba de emulsión son las siguientes:

- Separación de fluidos.
- Distinción de capas interfaciales.

- Calidad de petróleo.

### 1.4.5 Daños de formación

Los daños de formación son aquellas alteraciones al reservorio que se producen por las actividades de; perforación, completación, producción y reacondicionamiento de un pozo, Siendo el proceso de perforación donde se aprecia el mayor daño, y la etapa de reacondicionamiento donde mayor interacción se tiene con el reservorio (Ruiz, 2018)

Al proceder con la perforación de un pozo las condiciones originales de las zonas de interés, sea una o varias, se ven alteradas. Inicialmente, el fluido o lodo de perforación penetra en la zona en lo que crea su revoque, generando una zona lavada. Esta zona alterada, se denomina zona de daño y su espesor no es uniforme a lo largo del pozo. El mayor daño está en la zona donde el impacto de presión es mayor (Ruiz, 2018).

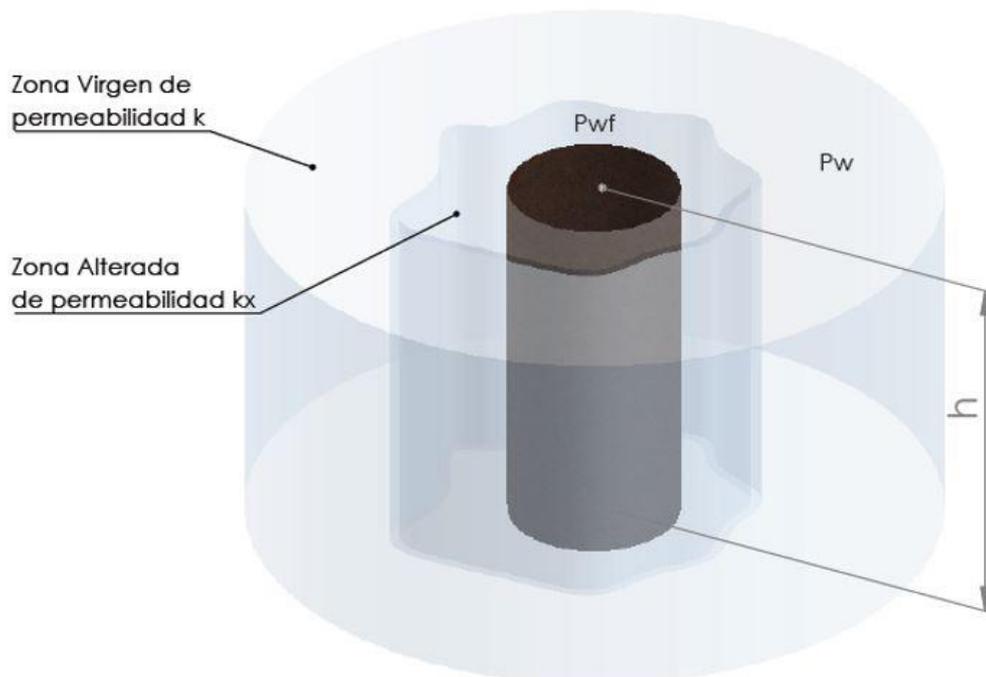


Figura 1-18 Zona virgen y Zona de daño (Ruiz, 2018)

### 1.4.5.1 Tipos de daño de formación

Estos tipos de daño se generan por la invasión de fluido en la formación, donde debido a la porosidad y la permeabilidad invadirá una cantidad de volumen de fluido de control, de aquí se pueden presentar los siguientes mecanismos por daño de formación:

#### Invasión de partículas de sólidos

- Lo que ocasiona este mecanismo es el taponamiento en el área de los disparos haciendo que el flujo en la cara del pozo hacia el fondo de pozo sea menos eficiente, por ende, tenemos menos caudal además de reducir la permeabilidad de la roca. Cuando la formación está puesta en producción las partículas son movidas tratando de volver al pozo tapando los poros definitivamente.

#### Bloqueo por Agua.

- Este mecanismo ocurre comúnmente en los reservorios de baja permeabilidad, cuando las saturaciones de agua inicial son inferior a la saturación de agua connata, donde las presiones capilares son altas, y la roca tiende ser mojada al petróleo, y sucede que el agua tapa los poros y la tortuosidad de la roca cambia, haciendo que el petróleo quede atrapado.

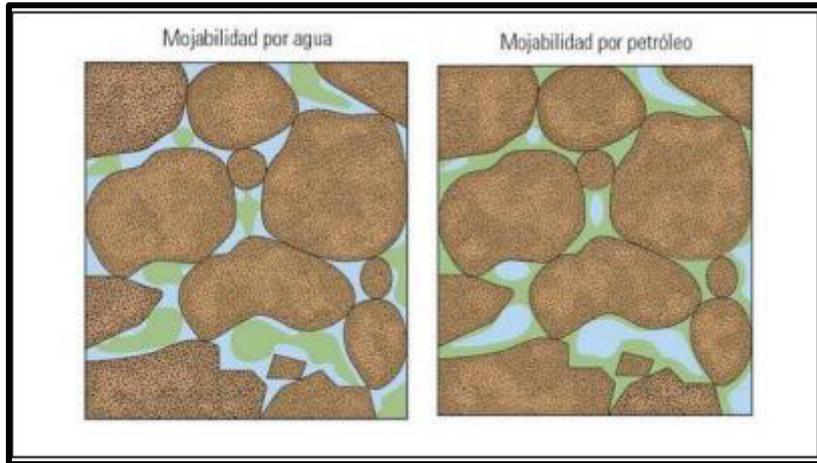
#### Bloqueo de Emulsiones.

- Este ocurre cuando tenemos fluido muy viscoso en el reservorio y tenemos caudales requeridos altos, provocando un taponamiento cerca del pozo y cerrando el paso a que el fluido pase, es común en yacimientos de crudo pesado y extrapesado, y un problema que implica soluciones de un alto costo de reparación.

#### Variación de Mojabilidad.

- Las características físicas del reservorio hacen que este tenga una preferencia de absorción al agua, debido a las propiedades que este fluido tiene, además que esto es conveniente para la producción de petróleo ya que, si el reservorio es mojado al agua, será esta que se adhiera a superficie de la roca, haciendo que el petróleo fluya por el espacio poroso. Se puede dar el caso que, por diversos factores, como invasión de fluido de control, cambio en la compresibilidad de la roca; esta varíe de mojabilidad, haciendo que el petróleo se adhiera a la roca y se produzca agua.

Figura 1-19 Tipos de daño de formación.



**Figura 1-20** Mojabilidad de la roca (Halliburton, 2008).

#### **1.4.5.2 Factor Skin**

Es un valor cuantificable de evaluación de formaciones mediante métodos numéricos, en el cual podemos apreciar la medida del daño de formación que tiene el yacimiento además donde podemos cualificar al pozo mediante este valor:

- $S > 0$  Pozo Daño
- $S = 0$  Sin daño
- $S < 0$  Pozo estimulado

(Lee, 1982).

El factor Skin se puede obtener mediante análisis de prueba de pozos, pruebas bull up, pruebas de drawdown, simulación numérica en softwares, entre otros. Este valor representa el daño en la cercanía al pozo, donde afecta el drenado del fluido y la forma en la que el fluido se transporta desde el yacimiento hasta el pozo (Lee, 1982).

### 1.4.6 Nanotecnología

La nanotecnología es el estudio, diseño, creación, síntesis, manipulación y aplicación de materiales, aparatos y sistemas funcionales a través del control de la materia a nano escala, y la explotación de fenómenos y propiedades de la materia a nano escala” (euroresidentes, 2014).

Cuando se habla de nanotecnología se basa en definir las ciencias y técnicas que se aplican a un nivel de nanoescala, esto es unas medidas extremadamente pequeñas "nanos" que permiten trabajar y manipular las estructuras moleculares y sus átomos. En síntesis, nos llevaría a la posibilidad de fabricar materiales y máquinas a partir del reordenamiento de átomos y moléculas. Desde un punto de vista formal, la nanotecnología se refiere a la comprensión y al control de la materia en escalas de tamaño menor a los 100 nm ( $1\text{nm}=0.000000001\text{cm}$ ). (euroresidentes, 2014)

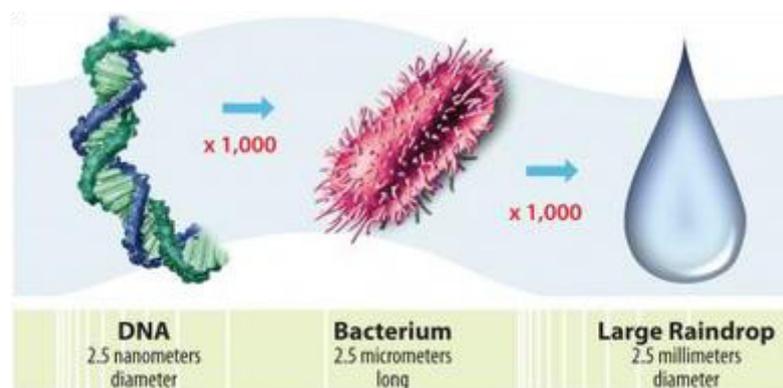


Figura 1-21 Ejemplos de nanoescala (NANOCIENCIA y NANOTECNOLOGÍA, s.f.).

#### 1.4.6.1 Nanotecnología aplicada en la industria del petróleo.

Según (Ojea, 2019), la aplicación de la nanotecnología crea enormes oportunidades para producir petróleo y gas más eficiente y efectivo. Con las innovaciones recientes, las nanopartículas, nanosensores y nanorobots podrían convertirse en parte integral del proceso de extracción del petróleo y gas, mejorando potencialmente cada etapa, desde la búsqueda, perforación, producción, procesamiento hasta el transporte y su posterior proceso de refino.

Se pueden usar como nanosensores en técnicas de imagen durante la exploración del yacimiento de petróleo. Los nanosensores enviados a través del pozo y luego recuperados como «nanopartículas» con petróleo extraído pueden proporcionar datos sobre las características de la reserva y la naturaleza del flujo. (Ojea, 2019)

En la extracción de petróleo, las nanopartículas pueden reducir la viscosidad del crudo y alterar la humectabilidad para mejorar su movilidad y, por lo tanto, la capacidad de extracción. Las nanopartículas magnéticas, tales como los nanofluidos ferromagnéticos o «inteligentes», se pueden usar como marcadores de petróleo crudo para estimar la saturación de aceite residual. La investigación muestra que la reducción de la viscosidad del aceite mediante el uso de nanopartículas magnéticas puede mejorar la recuperación del aceite, Las nanopartículas también pueden cambiar la viscosidad de los lodos de perforación, lo que resuelve el problema de los lodos de perforación gruesos que aumentan la fuerza requerida para la extracción. Durante el fracking hidráulico, las nanopartículas pueden ayudar a aumentar la viscosidad del fluido de fracking y mejorar su capacidad de fracturamiento de rocas. (Ojea, 2019)

#### **1.4.6.2 Nanopartículas de sílice**

Nanopartículas de sílice optimizan extracción de petróleo, La apariencia de las nanopartículas desarrolladas es similar a la del polvo. Su implementación en yacimientos permite captar hasta 17 % más de petróleo que con el método tradicional. Las nanopartículas de sílice tienen gran potencial de absorción. (Giraldo, 2018).

#### **1.4.7 Microemulsiones**

La definición de microemulsión dada por Danielsson y Lindman en 1981 es frecuentemente usada como punto de referencia. Las microemulsiones son de esta manera definidas como un sistema de agua, aceite y por lo menos un compuesto anfifílico que se presenta como una solución líquida simple, ópticamente isotrópica y termodinámicamente estable. Estos sistemas son

comúnmente de interés para el científico farmacéutico por su considerable potencial de actuar como vehículos de liberación de drogas que incorporan una amplia variedad de moléculas activas (CARLUCCI, 2003).

Para apreciar el potencial de las microemulsiones como vehículos de liberación, esta revisión da una perspectiva sobre la formación y la caracterización de las mismas. Se analiza el uso de microemulsiones y de sistemas íntimamente relacionados a ellas como vehículos de liberación de drogas, haciendo una recopilación de los últimos avances en el tema y las futuras direcciones del mismo (CARLUCCI, 2003).

La mezcla de fase oleosa, agua y surfactantes es capaz de formar una amplia variedad de estructuras y fases. Además de microemulsiones, exámenes estructurales pueden revelar la existencia de emulsiones regulares, fases hexagonales cristalinas anisotrópicas o cúbicas y estructuras lamelares dependiendo de la relación de los componentes (CARLUCCI, 2003).

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Descripción General

El actual trabajo es de tipo analítico de campo, porque su principal objetivo consiste en analizar las muestras de fluidos de formación en campo guanta del activo Lago Agrio, basándose en pruebas de laboratorio de Dynadrill.C.A. ECUADOR, localizado en la ciudad el Coca. En base a nuestra investigación, comenzamos teniendo un análisis de campo, fijamos los pozos para recolectar las muestras.

El estudio se realizó en el bloque 56 campo Guanta, operada por la empresa Petroamazonas E.P, para poder seleccionar las muestras con las que se trabajó se basó en tres aspectos que se escogió para delimitar el estudio, las muestras fueron tomadas con el apoyo del operador de campo de turno, además, con la adquisición de un mapa donde consten todos los pozos productores, la empresa facilitó datos como: sistema de levantamiento artificial, producción de agua y crudo, ubicación, arenas productoras, BSW, etc.

Para la adquisición de los datos experimentales se realizaron pruebas de emulsión con nanotecnología y muestras de fluido de las arenas productoras tales como: U inferior, U superior, T inferior, Basal Tena, Hollín Superior en los laboratorios de la empresa Dynadrill.S.A. Ecuador.

### 2.2 Estado actual del campo de estudio

El campo Guanta cuenta con un total de 30 pozos produciendo hasta la presente fecha como se aprecia en la Tabla 2.2-1 Cierre de pozos, 21 de Julio del 2019.

**Tabla 2.2-1 Cierre de pozos, 21 de Julio del 2019 (Petroamazonas E.P, 2019).**

Pozo	Campo	Arena productora	Artificial Lift
<b>DRO-001</b>	Guanta	T inferior	Eléctrosumergible
<b>DROA-002</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNT-002</b>	Guanta	U superior	Eléctrosumergible
<b>GNT-005</b>	Guanta	Basal Tena	Eléctrosumergible
<b>GNT-006</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNT-006</b>	Guanta	UM	Hidráulico

<b>GNT-009</b>	<b>Guanta</b>	<b>Basal Tena</b>	<b>Eléctrosumergible</b>
<b>GNT-010</b>	Guanta	U inferior	Eléctrosumergible
<b>GNT-015</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTAA-018</b>	Guanta	T inferior	Hidráulico
<b>GNT-020</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTA-040</b>	Guanta	U inferior	Eléctrosumergible
<b>GNTB-042</b>	Guanta	Basal Tena	Eléctrosumergible
<b>GNTC-013</b>	Guanta	T inferior	Hidráulico
<b>GNTC-017</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTC-023</b>	Guanta	Hollín superior	Hidráulico
<b>GNTC-025</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTD-032</b>	Guanta	U superior	Hidráulico
<b>GNTD-033</b>	Guanta	Basal Tena	Hidráulico
<b>GNTD-047</b>	Guanta	T inferior	Eléctrosumergible
<b>GNTE-004</b>	Guanta	T inferior	Eléctrosumergible
<b>GNTE-031</b>	Guanta	Hollín superior	Eléctrosumergible
<b>GNTE-011</b>	Guanta	Basal Tena	Hidráulico
<b>GNTE-039</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTG-012</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTG-012</b>	Guanta	U superior	Hidráulico
<b>GNTG-029</b>	Guanta	U inferior	Hidráulico
<b>GNTG-048</b>	Guanta	T inferior	Eléctrosumergible

### 2.3 Procesamiento y análisis de información

Las muestras seleccionadas de nuestra investigación se enfocaron en tres aspectos: el área geográfica, sistema de levantamiento artificial y el tipo de completación de los pozos.

La selección de información se basó en tipos de arenas productoras, esto fue proporcionado por la empresa Petroamazonas E.P, acceso a internet, revisiones bibliográficas, publicaciones, libros entre otros. Se recolectó información de las formulaciones químicas del fluido de control elaborados por las empresas privadas.

Con la información ya adquirida se inició la toma de muestras de los pozos que cumplieran lo aspectos necesario, se adquirió de medio litro a litro de petróleo crudo de cada pozo dependiendo su BSW, una vez tomadas las muestras de los fluidos de producción se llevó a la ciudad del Coca a los laboratorios de Dynadrill quien con sus profesionales del área se procedió hacer las pruebas de emulsión para distintas formulaciones de fluidos de control para las arenas productoras tales

como: U superior, U inferior, Basal Tena, Hollín superior, usando surfactante y la nanotecnología en el campo Guanta no se había realizado pruebas de emulsión con esta tecnología, luego de los análisis y resultados se podrá conocer el fluido óptimo de completación para el campo.

## 2.4 Limitación del campo de estudio

El área de estudio se limita por los aspectos tales como: Área geográfica, tipo de completación, sistema de levantamiento artificial.

A continuación, se muestran los datos recopilados del campo Guanta en la **Error! Reference source not found.**

**Tabla 2.4-1 Selección de pozos para el muestreo (Petroamazonas E.P, 2019).**

Pozo	Arena	Campo	BAPD	BPPD	%BSW	Artificial lift
<b>GNTA-040</b>	U inferior	Guanta	5	253	2.0	Eléctrosumergible
<b>GNTA-047</b>	T inferior	Guanta	20	126	16	Eléctrosumergible
<b>GNTA-009</b>	Basal Tena	Guanta	1	44	1.0	Mecánico
<b>GNTA-031</b>	Hollin superior	Guanta	99	149	40	Eléctrosumergible
<b>GNTA-002</b>	U superior	Guanta	493	94	84	Eléctrosumergible
<b>GNT-010</b>	U inferior	Guanta	416	57	88	Eléctrosumergible
<b>GNTB-042</b>	Basal Tena	Guanta	43	172	20	Eléctrosumergible
<b>GNTE-004</b>	Basal Tena	Guanta	1	148	1	Eléctrosumergible
<b>GNT-005</b>	Basal Tena	Guanta	95	78	55	Eléctrosumergible
<b>DRO-001</b>	T inferior	Guanta	265	88	75	Eléctrosumergible
<b>GNTG-048</b>	T inferior	Guanta	185	359	34	Eléctrosumergible

La finalidad del uso de la nanotecnología va enfocado a las nanopartículas cuyas propiedades potenciales son útiles para los procesos de recuperación, evaluación, control de formaciones y mejora de la producción de los pozos causando el menor daño a la formación productora al momento de realizar un trabajo de

reacondicionamiento. Las nanopartículas se relacionan con las micro emulsiones proporcionando excelentes resultados de separación, logra una buena definición de interfase petróleo/agua, buenos resultados de estabilización de la producción y BSW luego de una intervención.

Fueron realizadas las pruebas de laboratorio de emulsión en la empresa Dynadrill.C.A con las muestras tomadas del campo Guanta de las distintas arenas productoras y el fluido especial nano para su caracterización química, no se colocará los nombres exactos de los químicos empleados por petición de la empresa Dynadrill.C.A ni el porcentaje exacto de concentración de la materia nano.

## **2.5 Criterios para selección de un fluido óptimo**

Una de las primeras actividades que se realizan en una operación de reacondicionamiento es controlar el pozo mediante el tubing-casing o casing-tubing. Se realizó un análisis del fluido de completación con la nanotecnología, los resultados permitieron considerar propiedades importantes que al momento de seleccionar el fluido de completación cause el menor daño posible a la formación.

## **2.6 Proceso de muestreo**

- 1) Nos dirigimos a la base del campo Guanta ubicada, en carretera a 26km de la ciudad de Lago agrio.
- 2) Una vez en base procedimos a revisar el cierre de pozos del día 21 de Julio de 2019 como se verifica en la Tabla 2.2-1. Con esto se aprecia las diferentes características todos los pozos del campo Guanta.
- 3) En base a la Tabla 2.2-1, fuimos analizando cada uno de los 30 pozos, los cuales hicimos un proceso de filtrado para la selección de los mejores pozos para el muestreo del fluido de formación de las arenas productoras de Guanta, con aspectos como:
  - **Sistema de levantamiento artificial:** El sistema seleccionado para esta investigación fue el de la bomba electro sumergible y bombeo mecánico que sería el sistema más adecuado debido a que no mezcla el fluido de producción con otro fluido. Otros sistemas de levantamiento que existen en el campo Guanta utilizan fluido motriz

para llevar el petróleo crudo a superficie lo cual produce una mezcla entre ambos.

- **Completación de pozos:** Se seleccionó pozos que no tienen sistema de completación múltiple porque la muestra del fluido no sería representativa de la arena para realizar la prueba de emulsión en laboratorio.
- **Área geográfica:** Se obtuvo un mapa de todo el campo Guanta con sus respectivos pozos productores activos, se incluyeron los pozos de Norte-Sur y de Este-Oeste que estén vinculados con los otros dos aspectos ya mencionados, se escogió todas las arenas productoras de ese entonces del campo guanta que fueron cinco.

Además, estas consideraciones se basan a que, si el pozo estaba inactivo, su muestreo no era posible. Si el pozo tenía levantamiento hidráulico, la muestra de fluido de formación no era la adecuada ya que sería contaminada con el fluido motriz.

4) Si se cumplen estos requerimientos, procedemos con el muestreo a boca de pozo.

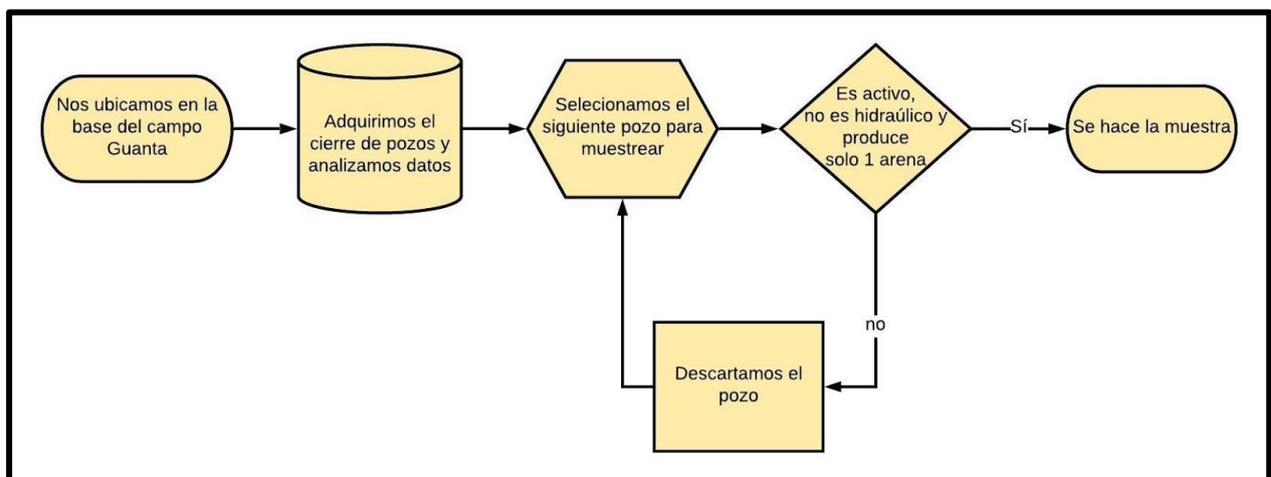


Figura 2-1 Diagrama de flujo para el proceso de muestreo (Carrera & González, 2019).

## **2.7 Proceso del estudio de las muestras**

- 1) Nos dirigimos hacia las instalaciones de Dynadrill C.A, donde accedimos a su laboratorio.
- 2) Comenzamos las pruebas de emulsión tomando la muestra más representativa de cada arena considerando que tenga menor porcentaje de BSW.
- 3) Utilizamos un embudo para colocar la muestra, la dejamos en reposo para quitar la mayor parte de agua posible.
- 4) Como el análisis se hizo para 5 reservorios, colocamos 5 muestras de 50ml de las diferentes arenas productoras en un envase termo resistente, con 50 ml de fluido de control, en este caso usamos una solución de base agua con nanotecnología, cuya formulación es propia del proveedor, en este caso Dynadrill C.A. Además de poner valores iniciales de surfactante para romper la emulsión.
- 5) Las 5 muestras fueron agitadas por 3 minutos para simular el momento en el que el fluido de control se mezcla con el crudo en la formación, y posterior a esto colocamos las muestras en un baño María a temperatura de reservorio.
- 6) Las muestras fueron evaluadas visualmente cada 3, 5, 10, 20, 30 minutos y como criterio tuvimos:
  - a. Cuantificación en porcentaje del nivel separación petróleo-fluido de control.
  - b. Gotas de petróleo adheridas en la pared del envase en la parte del fluido de control.
  - c. Valoración de la línea de interfase.

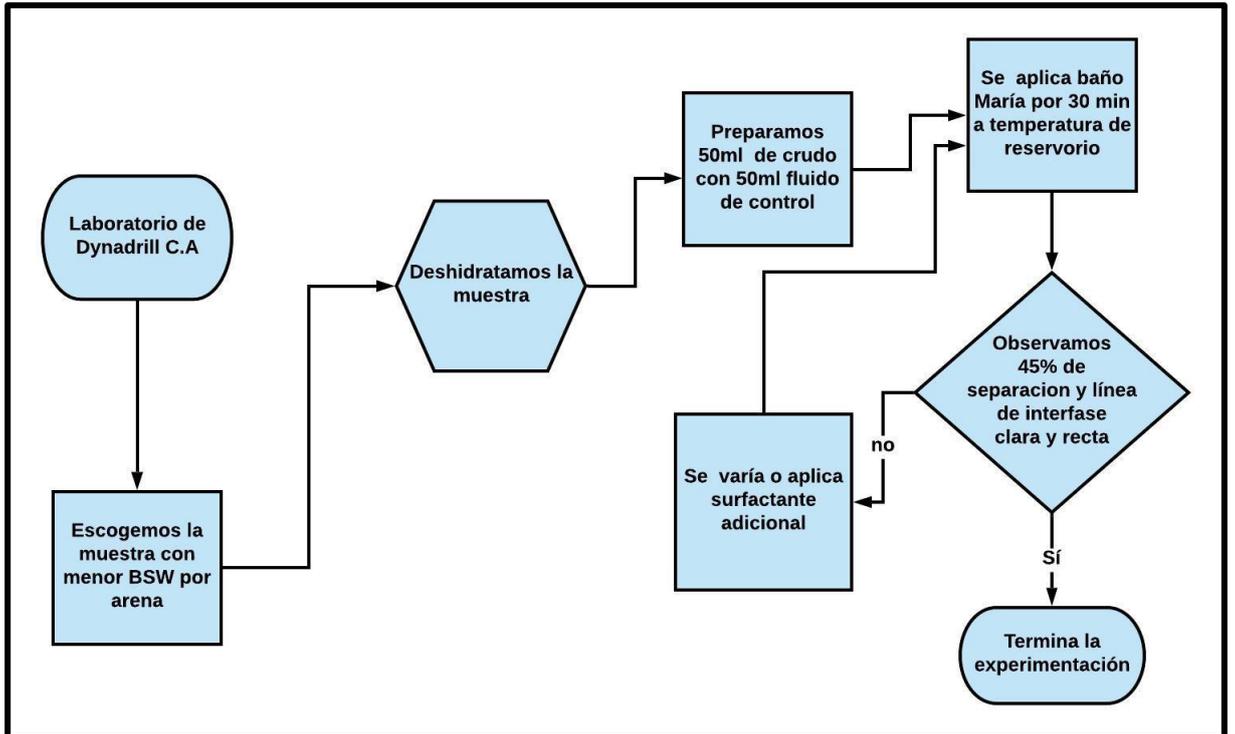


Figura 2-2 Diagrama de flujo para el estudio de las muestras en laboratorio (Carrera & González, 2019).

# CAPÍTULO 3

## 3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

El siguiente capítulo tiene como prioridad realizar un análisis de las formulaciones de los fluidos de control de las arenas U superior, U inferior, Basal Tena, Hollín superior, T inferior del campo Guanta, usando como herramienta fundamental los resultados obtenidos por los ensayos de laboratorio.

### 3.1 Pruebas de emulsión

#### 3.1.1 Arena U superior

Para las pruebas de compatibilidad de la arena U superior se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 50 ml de surfactante más nanotecnología y 50 ml de muestras de crudo de la arena productora

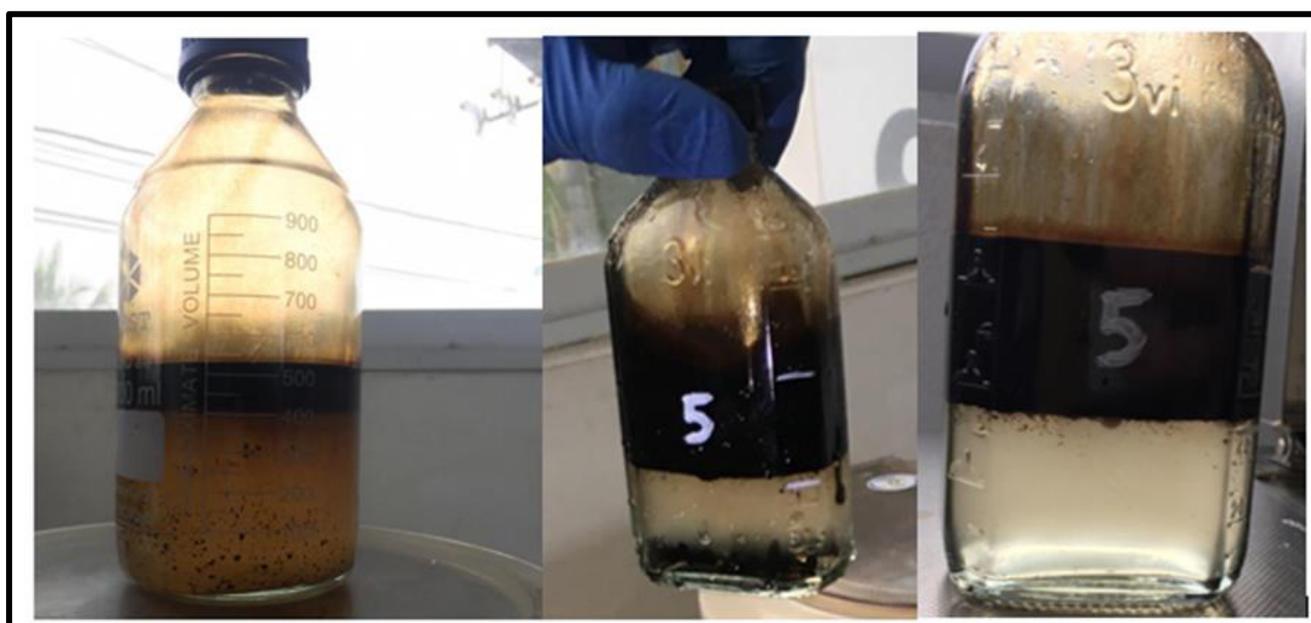
**Tabla 3.1-1 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 5.**

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (gpt)
Surfactante Inicial	3
Surfactante Especializado agregado	3, 2
Surfactante total	8
Nanotecnología	X

La prueba se realiza con un crudo alto en BSW (84%) se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-2 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 5.**

Tiempo(min) vs Separación (%)	3(min)	5(min)	10(min)	20(min)	30(min)
1	25%	-	-	-	-
2	-	30%	-	-	-
3	-	-	40%	-	-
4	-	-	-	50%	-
5	-	-	-	-	50%



**Figura 3-1 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 5.**

### **Análisis**

En la imagen de la izquierda se observa una muestra con fluido de control de formulación química convencional, además de que el crudo está adherido las paredes envase, tiene una zona interfásica voluminosa con una no muy visible línea de interfase. Mientras que en la figura central, está la muestra 5 después de ser sometida a

una prueba de emulsión con la concentración mostrada en la Figura 3-1, presenta un caso donde se genera *Slush*, uno de los casos que se puede generar cuando falta surfactante al fluido de control, y sucede que, la ruptura de la emulsión no se generó de forma homogénea, de manera que se generan gotas de crudo con alta concentración de fluido de control debido a que no se rompió la emulsión, y se precipitan en el fondo del envase. Debido a esto, añadimos surfactante y repetimos parte de la metodología experimental, después de esto, se observa en la derecha, cómo se logra una buena separación de fases con los 8 gpt de surfactante con nanotecnología y así rompiendo las micro emulsiones. Presenta las siguientes características interfaz definida, paredes limpias, agua poco turbia.

### 3.1.2 Arena U inferior

Para las pruebas de compatibilidad de la arena U inferior se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 50 ml de surfactante más nanotecnología y 50 ml de muestras de crudo de la arena productora

**Tabla 3.1-3 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 1.**

<b>ADITIVO</b>	<b>CONCENTRACIÓN (gpt)</b>
<b>surfactante inicial</b>	3
<b>surfactante Especializado agregado</b>	2
<b>Surfactante total</b>	5
<b>nanotecnología</b>	X

La prueba se realiza con una muestra de la arena con un BSW de 4% se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-4 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 1.**

<b>Tiempo(min) VS Separación (%)</b>	<b>3(min)</b>	<b>5(min)</b>	<b>10(min)</b>	<b>20(min)</b>	<b>30(min)</b>
<b>1</b>	10%	-	-	-	-
<b>2</b>	-	30%	-	-	-
<b>3</b>	-	-	38%	-	-
<b>4</b>	-	-	-	50%	-
<b>5</b>	-	-	-	-	50%



**Figura 3-2 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 1.**

### **Análisis.**

En la imagen de la izquierda se observa el crudo adherido al envase con una formulación de química normal, se logra una buena separación de fases con los 5 gpt usando nanotecnología y así rompiendo las emulsiones con alto contenido de surfactante. Presenta las siguientes características interface buena, paredes limpias, agua turbia

### 3.1.3 Arena Basal Tena

Para las pruebas de compatibilidad de la arena Basal Tena se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 50 ml de surfactante más nanotecnología y 50 ml de muestras de crudo de la arena productora.

**Tabla 3.1-5 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 3.**

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (gpt)
Surfactante inicial	3
Surfactante Especializado agregado	3,2,2
Surfactante total	10
Nanotecnología	X

La prueba se realiza con un crudo alto en BSW (1%) se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-6 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 3.**

Tiempo(min) VS Separación (%)	3(min)	5(min)	10(min)	20(min)	30(min)
1	10%	-	-	-	-
2	-	30%	-	-	-
3	-	-	40%	-	-
4	-	-	-	40%	-
5	-	-	-	-	50%



**Figura 3-3 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 3.**

### **Análisis**

En la imagen de la izquierda se observa el crudo adherido al envase con una formulación de química normal, se logra una buena separación de fases con los 10 gpt usando nanotecnología y así rompiendo las emulsiones con alto contenido de surfactante, se observa en el frasco de la derecha lo que son puntos negros al fondo según los técnicos falta agitación del fluido, pero es un resultado bueno con el que sí se puede trabajar. Presenta las siguientes características interface buena, paredes 95% limpias, agua turbia.

### 3.1.4 Arena Hollín Superior

Para las pruebas de compatibilidad de la arena Hollín superior se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 50 ml de surfactante más nanotecnología y 50 ml de muestras de crudo de la arena productora

**Tabla 3.1-7 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 4**

<b>ADITIVO</b>	<b>CONCENTRACIÓN (gpt)</b>
surfactante inicial	3
surfactante Especializado agregado	1
Surfactante total	4
nanotecnología	X

La prueba se realiza con un crudo alto en BSW (40%) se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-8 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 4.**

<b>Tiempo(min) VS Separación (%)</b>	<b>3(min)</b>	<b>5(min)</b>	<b>10(min)</b>	<b>20(min)</b>	<b>30(min)</b>
1	40%	-	-	-	-
2	-	50%	-	-	-
3	-	-	50%	-	-
4	-	-	-	50%	-
5	-	-	-	-	50%



**Figura 3-4 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión a la muestra 4.**

### **Análisis**

En la imagen de la izquierda se observa el crudo adherido al envase con una formulación de química normal, se logra una buena separación de fases con los 4 gpt usando nanotecnología y así rompiendo las emulsiones con bajo contenido de surfactante. Presenta las siguientes características interface buena, paredes limpias, agua no turbia. Presenta las siguientes características interface buena, paredes limpias, agua poco turbia.

### 3.1.5 Arena T inferior

Para las pruebas de compatibilidad de la arena T inferior se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 50 ml de surfactante más nanotecnología y 50 ml de muestras de crudo de la arena productora.

**Tabla 3.1-9 Concentración de aditivos químicos usados en la muestra 2.**

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (gpt)
Surfactante inicial	3
Surfactante Especializado agregado	6,2,2
Surfactante total	13
Nanotecnología	X

La prueba se realiza con un crudo de BSW (16%), y se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-10 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 2.**

Tiempo(min) VS Separación (%)	3min	5min	10min	20min	30min	45min	60min	70min
1	1%	-	-	-	-	-	-	-
2	-	5%	-	-	-	-	-	-
3	-	-	5%	-	-	-	-	-
4	-	-	-	10%	-	-	-	-
5	-	-	-	-	10%	-	-	-
6	-	-	-	-	-	20%	-	-

7	-	-	-	-	-	-	25%	-
8	-	-	-	-	-	-	-	40%



**Figura 3-5 Comparación de los resultados en la prueba de emulsión en la muestra 2 con los resultados de la prueba de emulsión de la muestra 4.**

### **Análisis**

Los resultados de esta primera prueba de emulsión fueron no satisfactorios, en el embudo de decantación se visualizó que no existió la separación de los fluidos no miscibles, esta arena presentó una emulsión muy estable (fuerte), dura de romper porque lo que se aumentó progresivamente los niveles de surfactante tanto en calidad como en cantidad. Se lo definió como una emulsión de agua en aceite. Se presenta las siguientes características interface mala, paredes sucias.

### 3.1.5.1 Arena T inferior (Prueba 2').

Para las pruebas de emulsión de la arena T inferior se probaron las formulaciones descritas a continuación en un volumen de 40 ml de surfactante más nanotecnología y 40 ml de muestras de crudo de la arena productora

**Tabla 3.1-11 Concentración de aditivos químicos usados en la prueba de emulsión en la muestra 2'.**

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (gpt)
surfactante inicial	10
surfactante Especializado agregado	2,2
Surfactante total	14
nanotecnología	X

La prueba se realiza con un crudo de BSW (16%), y se prueba con surfactante a diferentes concentraciones y se observa el tiempo de separación de la emulsión a condiciones de yacimiento.

**Tabla 3.1-12 Resultado de la prueba de emulsión aplicada a la muestra 2'.**

Tiempo(min) VS Separación (%)	3(min)	5(min)	10(min)	20(min)	30(min)
1	10%	-	-	-	-
2	-	25%	-	-	-
3	-	-	30%	-	-
4	-	-	-	40%	-
5	-	-	-	-	50%



**Figura 3-6 Comparación del fluido de control convencional con los resultados de la prueba de emulsión de la muestra 2'.**

### **Análisis**

Después de que la prueba se realizó para la muestra 2' obtuvimos una separación exitosa del 50% de la emulsión, una poco apreciable zona de interfase, además, con paredes limpias y una aceptable línea de interfase.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

En base a nuestro estudio podemos concluir que:

- Mediante nuestro estudio podemos apreciar la importancia de la nanotecnología para su uso en los fluidos de control del pozo, haciendo que los resultados sean más óptimos en comparación a los de un fluido de control tradicional.
- La arena T inferior presentó un caso inusual, donde el fluido mostró propiedades de una emulsión fuerte, se podría continuar con estudios más desarrollados sobre los análisis de estas características del fluido en este reservorio.
- Un nivel de surfactante mucho mayor a los recomendados en nuestro estudio, podría alterar las características del fluido de formación y generar un posible daño significativo al reservorio además de representar un mayor gasto operativo
- El daño de formación es significativamente menor cuando se aplica un fluido de control con el surfactante correcto en una concentración adecuada y nanotecnología.
- El fluido de control en base agua óptimo para reducir daños de formación en el campo guanta son:

**Tabla 4.1-1 Resultados de concentraciones en los fluidos de control para los reservorios del campo Guanta.**

<b>ARENA</b>	<b>PRESENCIA DE NANOTECNOLOGÍA (concentración reservada por el proveedor)</b>	<b>SURFACTANTE (gpt)</b>
U Superior	SÍ	8
U Inferior	SÍ	5

Basal Tena	SÍ	10
Hollín Superior	SÍ	4
T inferior	SÍ	14

## 4.2 Recomendaciones

- Sugerimos un estudio de análisis de núcleo para complementar la evaluación del daño de formación de manera cuantitativa.
- De ser posible, realizar el proceso de muestreo del fluido de formación a fondo de pozo, para simular las condiciones originales más aproximadas del fluido de formación.
- Usar el surfactante correcto para un óptimo proceso de ruptura de la emulsión en la prueba de laboratorio.
- Realizar pruebas con distintos tipos y pesos de nanopartículas para mejorar el estudio en el Campo Guanta.
- Continuar el estudio de pruebas de laboratorio con distintos tipos de fluidos base, tales como: gas condensado, diesel, etanol etc.
- Recomendamos el uso de nanotecnología, ya que como referencia de costos tenemos que el precio de barril con fluido de control implementando nanotecnología y los surfactantes indicados, cuesta un 20% más que un barril de fluido de control convencional, si el pozo acepta la nueva implementación, se estima un incremento mínimo de la producción de 4%, después de la intervención del pozo.

# Bibliografía

Baby, P., Rivadeneria, M., & Barragán, R. (2004). *La Cueca Oriente: Geología y Petróleo*.

BAROID. (2000). *MANUAL DE LOS FLUIDOS*. HOUSTON.

CARLUCCI, A. M. (2003). *Las Microemulsiones como Vehículos para las drogas*. Buenos Aires.

*Completacion de Pozos Petroleros*. (s.f.).

ESPINOSA, E. S. (2013). *METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN*. Quito.

euroresidentes. (2014). *Euroresidentes*.

Giraldo, L. (28 de 8 de 2018). *CIENCIA & TECNOLOGÍA*.

Google Maps. (22 de Agosto de 2019). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.com/maps>

HALLIBURTON. (2004).

Halliburton. (2008). Test Fluids. En H. HALLIBURTON.

INTEVEP. (1997).

Lee, J. (1982). *Well testing*. Society of Petroleum Engineers of AIME.

NANOCIENCIA y NANOTECNOLOGÍA. (s.f.).

Ojea, L. (2019). *El periódico de la energia*.

*Perforacion y Termiancion de Pozos* . (s.f.).

Petroamazonas E.P. (22 de Julio de 2019). Cierre de pozos. Lago Agrio, Sucumbios, Ecuador: Petroamazonas E.P.

Petroamazonas E.P. (2017). *Ronda de campos menores-Campo Dureno*.

PETROPRODUCCION. (2002). *Informe Tecnico Del Campo Guanta Dureno*. Quito.

PETROPRODUCCIÓN. (2011). *MAPA VIAL LAGO AGRIO*.

Ruiz. (2008).

Ruiz, C. F. (11 de Abril de 2018). *Dynadrill Ecuador C.A.* Obtenido de Dynadrill Ecuador C.A.: <https://www.dynadrill.com.ec/fluidos-de-control/>

SCHLUMBERGUER. (2014). *SCHLUMBERGUER GLOSARY* .

UNIBROMCORP. (2009).

*Well Control Manual - Rehabilitacion.* (2013).

# ANEXOS

