



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**“SIMULACIÓN DEL BARRIDO DE PETRÓLEO MEDIANTE  
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SANTA ELENA”**

**AUTOR**

**ING. EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Previo a la obtención del grado académico en  
MAGISTER EN PETRÓLEO**

**TUTOR**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR  
2022**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

**Q.F. Rolando Calero Mendoza, Ph.D  
DIRECTOR DEL INSTITUTO DE  
POSTGRADO**

MARJORIE  
ALEXANDRA  
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente  
por MARJORIE  
ALEXANDRA CORONEL  
SUAREZ

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti  
COORDINADORA DEL  
PROGRAMA**

**Ing. Adriana Morales Delgado, MSc  
DOCENTE  
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA  
AGUILAR**

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc  
TUTOR**

**Ab. Victor Coronel Ortiz, Mgti  
SECRETARIO GENERAL**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por el ING. EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleo

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA  
AGUILAR**

---

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.**

**08 días del mes de abril de año 2022**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, ING. EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, (Simulación del barrido de petróleo mediante inyección de agua en el campo Santa Elena) previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril del año 2022

**EL AUTOR**

---

Ing. Edison Adalberto Yagual Muñoz



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado (Simulación del barrido de petróleo mediante inyección de agua en el campo Santa Elena), presentado por el estudiante, ING. EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 6%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA  
AGUILAR**

---

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

Yo ING. EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, (Simulación del barrido de petróleo mediante inyección de agua en el campo Santa Elena) cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 08 días del mes de abril de año 2022

**EL AUTOR**

---

Ing. Edison Adalberto Yagual Muñoz

## **AGRADECIMIENTO**

Familiares, amigos y profesores que con su apoyo incondicional permitieron poder cumplir esta nueva meta trazada como es de obtener un título de Magister en Petróleos.

Un agradecimiento especial al Ing. Ricardo Gallegos Orta, MSc, MBA por la confianza depositada en este humilde servidor.

Muchas Gracias

*Ing. Edison Adalbero Yagual Muñoz*

## **DEDICATORIA**

A mis padres por su amor incondicional, por darme esa fortaleza en todo momento y alentarme para poder alcanzar cada objetivo que me propongo.

*Ing. Edison Adalberto Yagual Muñoz*

# CONTENIDO

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN .....	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	iii
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....	iv
AUTORIZACIÓN .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
DEDICATORIA .....	1
LISTA DE FIGURAS .....	4
LISTA DE TABLAS .....	5
RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	6
CAPÍTULO I.....	7
INTRODUCCIÓN .....	7
<b>1.1PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2OBJETIVOS.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2.1 Objetivo General.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2.2 Objetivos Específicos .....</b>	<b>9</b>
<b>1.3JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>1.4HIPÓTESIS.....</b>	<b>9</b>
<b>1.5MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>9</b>
<b>1.5.1 Antecedentes.....</b>	<b>9</b>
<b>1.5.2 Geología del Campo Santa Elena.....</b>	<b>10</b>
<b>1.5.3 Estructura.....</b>	<b>11</b>
<b>1.5.4 Rocas Reservorio.....</b>	<b>12</b>
<b>1.5.5 Litología y Estratigrafía .....</b>	<b>13</b>
<b>1.6ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL POZO SANTA ELENA-37 (SE-37) .....</b>	<b>14</b>
CAPÍTULO II .....	20
METODOLOGÍA .....	20
<b>2.1ANÁLISIS DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SANTA ELENA ...</b>	<b>20</b>
<b>2.2INYECCIÓN DE AGUA EN EL RESERVORIO NAPO .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.1 Inyección de Agua .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.2 Revisión Geológica .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.3 Mapa Estructural .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3CONVERSIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A SER INYECTORES.....</b>	<b>24</b>

2.3.1	Historial del Pozo Santa Elena-37 (SE-37).....	24
2.3.2	Estado de Cementación y Corrosión del Pozo Santa Elena 37 .....	28
2.3.3	Descripción del Procedimiento: Conversión del Pozo Productor de Petróleo a Productor de Agua: Santa Elena-37 (SE-37) .....	30
2.4	<b>SIMULACIÓN DEL BARRIDO DE PETRÓLEO EN EL RESERVORIO</b> .....	34
2.4.1	Patrón de Inyección .....	34
2.4.2	Permeabilidad Relativa y End Points.....	35
2.5	<b>INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	36	
2.5.1	Eficiencia de Desplazamiento.....	36
2.5.2	Eficiencia de Barrido Areal.....	37
2.5.3	Eficiencia de Barrido Vertical.....	38
2.5.4	Estudios PVT .....	40
2.6	<b>CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN PRODUCTORA HOLLÍN INFERIOR</b> ....	41
2.7	<b>TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN ANTES DE INYECTAR</b> .....	45
2.8	<b>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN – ARENISCA HOLLÍN INFERIOR DEL POZO SANTA ELENA-37</b> .....	46
	CAPÍTULO III.....	49
	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	49
3.1	<b>CURVA DE FLUJO FRACCIONAL</b> .....	49
3.2	<b>ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD AREAL</b> .....	50
3.3	<b>ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD VERTICAL</b> .....	50
3.4	<b>SELECCIÓN DE POZOS ÁREA DE INYECCIÓN</b> .....	51
3.5	<b>PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN POR INYECCIÓN DE AGUA-FACTOR DE RECOBRO</b> .....	53
3.6	<b>CÁLCULO DE RESERVAS POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA</b> .....	56
	CAPÍTULO IV.....	57
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
4.1	<b>CONCLUSIONES</b> .....	57
4.2	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	59
4.3	<b>REFERENCIAS</b> .....	60
	ANEXOS .....	62

## LISTA DE FIGURAS

<b>Fig. 1</b> <i>Ubicación del Campo Santa Elena</i> .....	10
<b>Fig. 2</b> <i>Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente, Ecuador</i> .....	11
<b>Fig. 3</b> <i>Secuencia Estratigráfica Generalizada de los Yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador</i> .....	13
<b>Fig. 4</b> <i>Evaluación Petrofísica del Pozo Santa Elena-37</i> .....	16
<b>Fig. 5</b> <i>Historial de producción, Pozo Santa Elena-37</i> .....	18
<b>Fig. 6</b> <i>Mapa Estructural – Napo U Superior</i> .....	22
<b>Fig. 7</b> <i>Isópaco U Superior (pies)</i> .....	23
<b>Fig. 8</b> <i>Saturación de agua – Napo U Superior</i> .....	23
<b>Fig. 9</b> <i>Mapa de Permeabilidad</i> .....	24
<b>Fig. 10</b> <i>Estado Mecánico Actual del Pozo Santa Elena-37</i> .....	27
<b>Fig. 11</b> <i>Estado de Registro de Cemento Hollín Inferior</i> .....	28
<b>Fig. 12</b> <i>Petrofísica Hollín Inferior</i> .....	30
<b>Fig. 13</b> <i>Estado Mecánico Propuesto del Pozo Santa Elena-37</i> .....	33
<b>Fig. 14</b> <i>Patrón de Línea Alterna</i> .....	34
<b>Fig. 15</b> <i>Curvas de Permeabilidad Relativa Recopiladas</i> .....	35
<b>Fig. 16</b> <i>Curvas Permeabilidad Relativa Recopiladas – Napo U</i> .....	35
<b>Fig. 17</b> <i>Resumen End Points</i> .....	36
<b>Fig. 18</b> <i>Eficiencia de Desplazamiento</i> .....	37
<b>Fig. 19</b> <i>Cálculo Eficiencia de Desplazamiento</i> .....	37
<b>Fig. 20</b> <i>Eficiencia de Barrido Areal</i> .....	38
<b>Fig. 21</b> <i>Eficiencia de Barrido Vertical</i> .....	38
<b>Fig. 22</b> <i>Desplazamiento de Dos Fases en Muestra de Núcleo Auca-016</i> .....	39
<b>Fig. 23</b> <i>Resultados PVT – SEA-001</i> .....	40
<b>Fig. 24</b> <i>Potencial de Producción de Agua del Pozo Santa Elena-37 - Arenisca Hollín Inferior</i> 47	
<b>Fig. 25</b> <i>Curva de Flujo Fraccional Napo U</i> .....	49
<b>Fig. 26</b> <i>Mapa de heterogeneidad – U Superior</i> .....	50
<b>Fig. 27</b> <i>Distribución Vertical del Tipo de Roca</i> .....	51
<b>Fig. 28</b> <i>Área Piloto de Inyección de Agua: Campo Santa Elena: Ubicación del Pozo SE-21R1</i> 52	
<b>Fig. 29</b> <i>Área Piloto de Inyección de Agua: Campo Santa Elena</i> .....	53
<b>Fig. 30</b> <i>Área Piloto de Inyección de Agua: Pronóstico de Producción (Caudales)</i> .....	54
<b>Fig. 31</b> <i>Área Piloto de Inyección de Agua: Pronóstico de Producción (Acumuladas)</i> .....	55
<b>Fig. 32</b> <i>Distanciamiento Entre Pozos Zona SE-21RE</i> .....	55

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Reservorios del Campo Santa Elena</i> .....	12
<b>Tabla 2</b> <i>Resultados de la Evaluación Petrofísica del Pozo Santa Elena-37</i> .....	16
<b>Tabla 3</b> <i>Pozo Santa Elena-37: Resultados Petrofísicos</i> .....	17
<b>Tabla 4</b> <i>Pozo Santa Elena-37: Topes Formacionales</i> .....	17
<b>Tabla 5</b> <i>Datos de Reservas del Campo Santa Elena</i> .....	20
<b>Tabla 6</b> <i>Datos de la Producción</i> .....	25
<b>Tabla 7</b> <i>Prueba de Producción de Arena "T Inferior"</i> .....	25
<b>Tabla 8</b> <i>Prueba de Producción de Arena "T Inferior"</i> .....	26
<b>Tabla 9</b> <i>Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca "Hollín Inferior" (Comparación con Tabla No 1 del TULSMA: Criterios Para Calidad de Fuentes de Agua Para Consumo Humano y Doméstico).</i> .....	42
<b>Tabla 10</b> <i>Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca "Hollín Inferior" (Comparación con Tabla No 3 del TULSMA: Criterios de Calidad de Agua Para Riego Agrícola)</i> .....	43
<b>Tabla 11</b> <i>Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca "Hollín Inferior" (Comparación con Tabla no 5 del TULSMA: Criterios de Calidad de Agua uso Pecuario)</i> .....	44
<b>Tabla 12</b> <i>Caudal Esperado a Diferentes Permeabilidades Efectivas</i> .....	47

## **RESUMEN**

Este estudio se enfocará en el análisis de la aplicación de la tecnología de recuperación secundaria, para incrementar el factor de recobro del campo Santa Elena. El principal problema que se presenta en el campo es la baja producción que implica factores tales como el agotamiento de la energía natural del yacimiento, cambio de las propiedades físicas del fluido almacenado en el reservorio e invasión de agua. El objetivo general es simular el barrido de petróleo mediante inyección de agua para el incremento de la producción y el factor de recobro en el campo Santa Elena. La metodología aplicada implica el análisis de datos de núcleos, registros de pozos, análisis mecánicos de la completación.

Mediante la implementación del proyecto de inyección de agua en el campo Santa Elena se logró incrementar el factor de recobro en un 2.26%, siendo la recuperación final por primaria más secundaria de alrededor del 4.5%.

Palabras claves: Factor de recobro, producción, inyección de agua.

## **ABSTRACT**

In this study, was addressed the application of secondary recovery technology, to increase the recovery factor of the Santa Elena oilfield. The main problem that occurs in the oilfield is the low oil production that implies factors such as the decrease in drawdown, change in the physical properties of the fluid stored in the reservoir and water invasion. The general objective is to simulate oil sweeping by water injection to increase production and the recovery factor in the Santa Elena oilfield. The applied methodology involves the analysis of core data, well logs, mechanical analysis of the well completion.

Due to the implementation of the water injection project in the Santa Elena field, the recovery factor for the area increased to 2.26%, with the final recovery for primary plus secondary being around 4.5%.

Keywords: Recovery fator, production, water injection

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, un factor determinante es el desarrollo de tecnologías para comprender el comportamiento de los yacimientos; es decir el almacenamiento y el flujo de fluidos desde el yacimiento al pozo, debido a la caída de presión. Este último parámetro, la presión, juega un rol muy importante en la recuperación del petróleo remanente en el yacimiento. Sin embargo, la pérdida de presión genera que parte del petróleo no fluya desde el reservorio al pozo, generando bancos de petróleo no movable, produciendo una disminución del factor de recobro del campo.

Con la finalidad de incrementar el factor de recobro de un campo se han desarrollado diferentes tecnologías que permitan producir, más hidrocarburos entre ellos están los métodos de recuperación secundaria y los métodos de recuperación terciaria.

El desarrollo de este estudio se enfoca en la aplicación de la tecnología de recuperación secundaria, para incrementar el factor de recobro del campo Santa Elena. La recuperación secundaria de petróleo se refiere a la recuperación adicional que resulta de los métodos convencionales de inyección de agua y gas inmisible.

Por lo general, el proceso de recuperación secundaria seleccionado sigue al de recuperación primaria, pero también puede llevarse a cabo simultáneamente con la recuperación primaria. La inyección de agua es quizás el método más común de recuperación secundaria. Sin embargo, antes de emprender un proyecto recuperación secundaria, se debe demostrar claramente que los procesos de recuperación natural son insuficiente; de lo contrario, existe el riesgo de que la importante inversión de capital necesario para un proyecto de recuperación secundaria pueden desperdiciarse.

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Santa Elena tiene un alto potencial de producción de hidrocarburos, considerando el factor de recobro de 2.24% de acuerdo a los resultados obtenidos, durante el proceso de producción primaria, esto implica que la cantidad de crudo remanente in situ aún es elevado, considerando las necesidades de incrementar la producción de dicho

campo, es necesaria la implementación de nuevos procesos que permitan incrementar el factor de recobro.

La baja producción implica factores tales como disminución del drawdown, cambio de las propiedades físicas del fluido almacenado en el reservorio e invasión de agua. Estos factores generan la caída brusca de producción, lo cual significa una disminución en los recursos económicos para el estado Ecuatoriano.

El desarrollo de este estudio esta direccionado a simular el barrido de petróleo mediante inyección de agua para el incremento de la producción y el factor de recobro en el campo Santa Elena.

El campo Santa Elena está ubicado aproximadamente a 42 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) en la Provincia de Orellana en la parte centro occidental de la cuenca Oriente.

De acuerdo con Abu-Al-Saud, Gmira, Al-Enezi, & Yousef, 2020, establece que la inyección de agua es uno de los métodos más exitosos y ampliamente utilizados en la recuperación de petróleo en arenisca. Sin embargo, las interacciones fisicoquímicas asociadas con el proceso de inyección de agua para la recuperación de petróleo no se comprenden completamente debido a muchos factores, especialmente interacción roca fluido.

Según Niño et al., 2020 este autor plantea que el proceso de invasión de agua es una de la mejor alternativa para mantener la presión del yacimiento y aumentar el factor de recobro de crudo. Los modelos en las zonas de producción e inyección evidenciaron las necesidades de incrementar la presión necesaria para cumplir mejorar el recobro y alcanzar los indicadores de la empresa operadora del campo.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo General**

Simular el barrido de petróleo mediante inyección de agua para el incremento de la producción y el factor de recobro en el campo Santa Elena.

## **1.2.2 Objetivos Específicos**

- 1.- Determinar las reservas de petróleo del campo Santa Elena.
- 2.- Analizar las formaciones geológicas del campo Santa Elena para realizar la inyección de agua.
- 3.- Establecer los pozos candidatos para convertirlos en inyectoros.
- 4.- Simular el barrido de petróleo en el reservorio.
- 5.- Determinar el incremento del factor de recobro.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Para incrementar la producción de petróleo del campo Santa Elena, es necesario la implementación de un proyecto de inyección de agua desde un pozo inyector hasta los pozos productores, que permita desplazar el petróleo remanente del yacimiento.

Mediante el proceso de inyección de agua se logra incrementar la presión en el reservorio, efecto que permite desplazar más fluido desde el reservorio al pozo productor por el efecto del drawdown.

El proceso de inyección de agua permite incrementar el factor de recobro en el campo Santa Elena, por consecuente esto permitirá incrementar los ingresos económicos para el estado Ecuatoriano mejorando la caja fiscal.

## **1.4 HIPÓTESIS**

Mediante la inyección de agua se incrementará el barrido de fluidos embancado en el reservorio incrementándose la producción de petróleo del campo.

## **1.5 MARCO TEÓRICO**

### **1.5.1 Antecedentes**

#### **1.5.1.1 Ubicación**

El campo Santa Elena está ubicado aproximadamente a 42 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) en la Provincia de Orellana en la parte centro occidental de

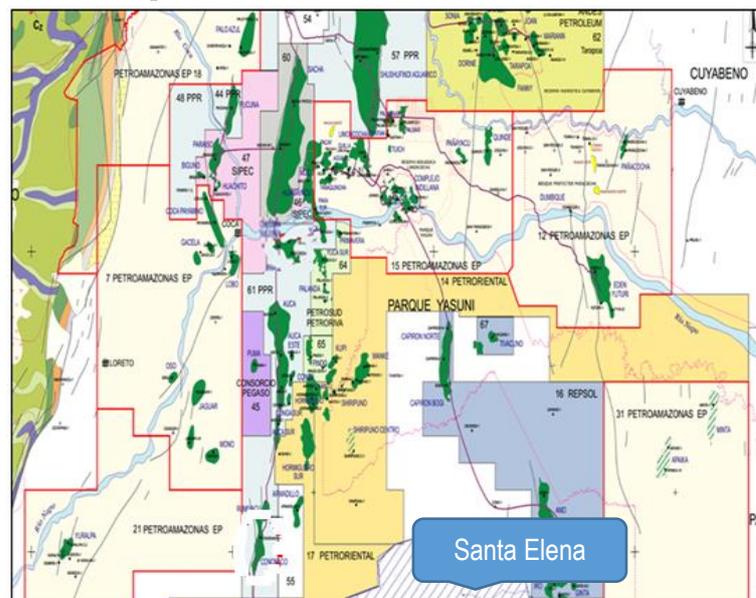
la cuenca oriente. Limita al norte con el Campo Rumiyacu, al sur con el campo Tiguino, al oeste el campo Yuralpa, y al este con el campo Armadillo.

Este campo fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con el pozo Santa Elena 1, cuya perforación inició el 26 de octubre y finalizó con su completación el 19 de diciembre de 1972.

Alcanzó una profundidad de 11,233 pies y su producción inicial fue de 1.341 BPPD a flujo natural de las areniscas “Hollín Inferior” y “Hollín Superior”, con una gravedad de 34° API.

Adicionalmente, produjo por pistoneo y reversa, con 21 barriles de petróleo de 13° API del reservorio “T” y 110 barriles de 17° API del reservorio “U” (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

**Fig. 1** *Ubicación del Campo Santa Elena*



**Fuente:** PETROAMAZONAS EP, 2010

### **1.5.2 Geología del Campo Santa Elena**

Una síntesis geológica regional explica que la Cuenca del Oriente Ecuatoriano presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, de edades del Paleozoico al Cuaternario, con una potencia que oscila entre los 8000 a 12.000 metros, que descansan sobre un substrato precámbrico; el detalle de las secuencias se muestra en la Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente (Figura 2).

El área del Campo Santa Elena forma parte de la Cuenca Amazónica, desarrollada entre el Cratón Guayano - Brasileño al este y el arco volcánico andino al oeste, en el que se desarrolló un extenso ambiente sedimentario tectónico. La cuenca que se extiende desde Venezuela al norte, hasta Bolivia al sur.

**Fig. 2** Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente, Ecuador

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	MIEMBRO	Esp. Util (pies)	Porosidad (%)	LITOLOGIA		
MESOZOICO	CRETACICO	APT./ALB. CENOMANIANO - CAMPANIANO	TIYUYACU				CAPAS ROJAS		
				TENA				CAPAS ROJAS	
			NAPO	BASAL TENA	10	20			
				ARENA M-1					ARENISCA CUARZOSA
									ARCILLITAS GRESSES OSCURAS
				CALIZA M-2					CALIZA MICRITICA
				ARENA M-2					ARENISCA GLAUCONITICA
				CALIZA "A"					CALIZA MICRITICA
				ARENA "U"					ARENISCA CUARZOSA
									ARCILLITAS GRESSES OSCURAS
				CALIZA "B"					ARCILLITAS GRESSES OSCURAS CALIZA
				ARENA "T"					ARENISCA GLAUCONITICA
			BASAL NAPO					ARCILLITAS GRESSES OSCURAS	
			HOLLIN	HOLLIN SECUNDARIO	88	13			INTERCALACIONES ARENISCAS CALIZAS Y ARCILLITAS
				HOLLIN PRINCIPAL					ARENISCA CUARZOSA
			PRE - CRETACICO						

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2010.

### 1.5.3 Estructura

La estructura de la arenisca U del campo Santa Elena tiene una orientación Norte – Sur, formando parte de la mayoría de las estructuras productivas y no productivas formadas en la Cuenca Oriente luego de la inversión tectónica con orientación andina.

La estructura Santa Elena está compuesta por un alto estructural limitado por una falla inversa al oeste. El espesor de arenisca "U" Superior varía entre 50 y 70 pies (15,24 - 21,34 metros). Sobre la base de la formación sedimentaria de los depósitos Tena, se define

una edad Paleoceno - Maastrichtiana, para este anticlinal (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

La estructura del campo Santa Elena constituye un anticlinal asimétrico, con una orientación estructural general de dirección Norte - Sur. Esta estructura ha sido detectada inicialmente mediante la interpretación de la sísmica 2D y posteriormente por la 3D, información que fue processada por PETROAMAZONAS EP.

#### 1.5.4 Rocas Reservorio

Las principales rocas reservorio, involucran las facies arenosas presentes en las formaciones Hollín y Napo.

La arenisca “U”, está compuesta por dos miembros: Inferior y Superior. La composición de estas areniscas es principalmente cuarzosa de grano fino a medio, de regular a buena selección. El cemento es silíceo o calcáreo y la matriz arcillosa, con presencia de glauconita en el miembro superior.

Los principales reservorios Hidrocarburíferos en el Campo Santa Elena, se localizan dentro de las formaciones Hollín y Napo, se muestran en la Tabla 1.

**Tabla 1** *Reservorios del Campo Santa Elena*

FORMACIÓN	MIEMBRO	RESERVORIO
NAPO	U INFERIOR-SUPERIOR	PRINCIPAL
	T INFERIOR-SUPERIOR	SECUNDARIO
HOLLIN	HOLLIN SUPERIOR	PRINCIPAL
	HOLLIN INFERIOR	

**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

#### **Formación Napo**

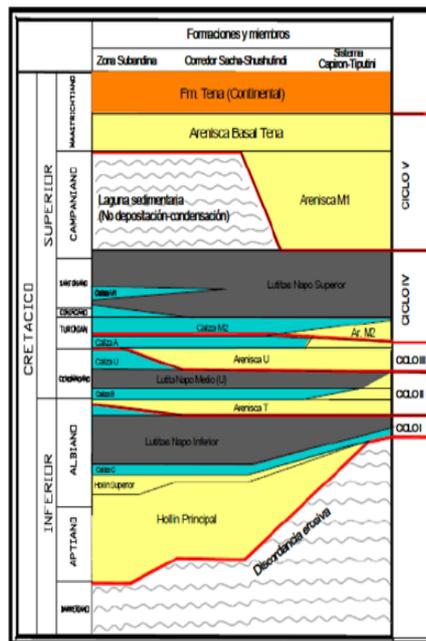
- **“U Superior” y “T Superior”:** el ambiente de depósito es de plataforma marina, que constituyen yacimientos de mala calidad.
- **Arenisca “U” Inferior:** ambiente de depósito estuarino influenciado por mareas.

- **Arenisca “T” Inferior:** ambiente de depósito estuarino, con subambientes de canales influenciados por mareas, depósitos de barra de marea y planicie arenosa.

### Formación Hollín

- **Hollín Superior:** la parte inferior corresponde a depósitos de playa deltáico-estuarino y la parte superior corresponde a depósitos de plataforma marina somera.
- **Hollín Inferior:** La parte basal es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles, posteriormente se deposita una sucesión de sedimentos de ríos entrelazados de planicies aluviales y progresivamente pasa a ambientes distales de planicie aluvial costera influenciadas por la acción de mareas.

**Fig. 3** *Secuencia Estratigráfica Generalizada de los Yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador*



**Fuente:** PETROAMAZONAS EP, 2010.

### 1.5.5 Litología y Estratigrafía

Para determinar las características estratigráficas de los intervalos de interés, se contó con la existencia de estudios convencionales y especiales de núcleos cortados parcialmente dentro de los intervalos de interés y con los registros eléctricos respectivos.

- **Arenisca U Superior:** arenisca cuarzosa, gris claro, subtranslúcida, grano fino, redondeada a subredondeada, moderadamente consolidada, buena clasificación, en parte matriz arcillosa, cemento calcáreo, con presencia de glauconita.
- **Arenisca “U Inferior”:** arenisca cuarzosa, crema a crema blanca, café claro a café oscuro, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, en parte matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo.
- **Arenisca T Superior:** arenisca cuarzosa, blanca a blanca gris clara, gris verdoso, en parte café clara, subtransparente a subtranslúcida, grano fino en parte medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz no visible, cemento calcáreo, con presencia de glauconita.
- **Arenisca T Inferior:** arenisca cuarzosa, café claro a gris clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz caolinítica, cemento no visible.
- **Arenisca Hollín Superior:** Arenisca cuarzosa, blanca a café claro, subtransparente a sub-translúcida, friable, de grano fino a medio, redondeado a subangular, regular selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad. con presencia de glauconita.”
- **Arenisca Hollín Inferior:** Arenisca cuarzosa, café claro, transparente a translúcida, friable a suelta, de grano medio, redondeado a subangular, regular selección, matriz arcillosa.

## 1.6 ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL POZO SANTA ELENA-37 (SE-37)

El procedimiento utilizado para todos los pozos del Campo Santa Elena, es el siguiente:

- **Control de Calidad**

- Software utilizado: Techlog.
- Edición de curvas Densidad-Neutrón con respecto a curva de Caliper cuando es aplicable.
- Normalización de registros.
- Calibración de registros contra núcleos disponibles: Porosidad Total (PHIT), Permeabilidad Absoluta (Perm\_Coates), Volumen de Arcilla (XRD).

• **Evaluación Petrofísica**

- Correlación multipozos.
- Determinación de Volumen de Arcilla con las curvas GR, SP y Densidad-Neutrón.
- Determinación de Porosidad Total y Efectiva con la curva de Densidad
- Resistividad de Agua (Rw) es calculada en base a las salinidades (ppm NaCl) proveniente de agua de producción de cada Yacimiento del campo Santa Elena
  - Hollín Inferior: 400 ppm
  - Hollín Superior 2.000 ppm
  - T Superior: 25.000 ppm
  - T Inferior: 20.000 ppm
  - U Superior & Inferior: 65.000 ppm
  - BT: 25.000 ppm
- Ecuación de Saturación utilizada: Simandoux, la misma que se corrige por efecto de conductividad que adicionan las arcillas debido a la presencia de agua de adsorción, incorporando el término de Rsh.

$$\frac{\phi_e^m}{a * R_w * (1 - V_{sh})} * S_w^2 + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} * S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \quad \text{Ec. 1}$$

$$BVWE = SW_e * \phi_e$$

- Ecuación de Permeabilidad utilizada: Coates
-

$$PERM = kc * PHIE^4 * \left( \frac{1 - Sw}{Sw} \right)^2$$

Ec. 2

**Kc**= Constantes de Coates

**PHIE**= Porosidad Efectiva.

**Sw**= Saturación de Agua Irr.

- Cut offs utilizados:

- Vsh <= 32%
- PHIE\_D >= 7%
- SW <= 40 %

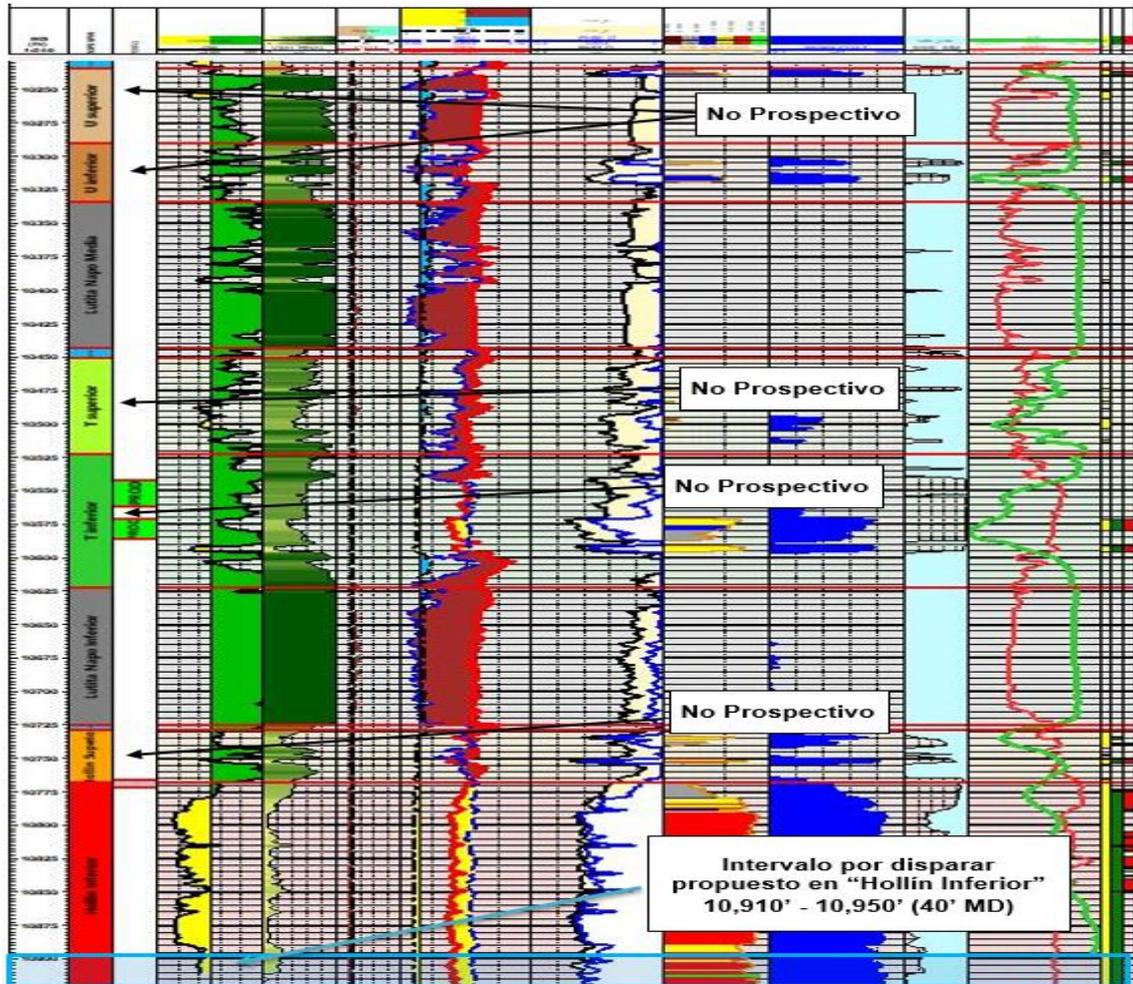
Con este procedimiento se realizó la evaluación petrofísica correspondiente al pozo SE-37 resultados que se muestran en las tablas 2,3 y 4 respectivamente.

**Tabla 2** Resultados de la Evaluación Petrofísica del Pozo Santa Elena-37

YACIMIENTO	TOPE MD (PIES)	BASE MD (PIES)	GROSS (PIES)	Ho (PIES)	POR (%)	Sw (%)	Vsh (%)
U SUPERIOR	10234	10291	57	2	10	12	29
U INFERIOR	10291	10320	29	7	10.5	27	33
T INFERIOR	10541	10597	56	12	15	6.7	30
HOLLIN SUPERIOR	10726	10766	40	4	12.4	26	22
HOLLIN INFERIOR	10766	-	-	0	-	-	-

**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

**Fig. 4** Evaluación Petrofísica del Pozo Santa Elena-37



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

En la tabla 3 se presentan los parámetros petrofísicos de la roca.

**Tabla 3** Pozo Santa Elena-37: Resultados Petrofísicos

YACIMIENTO	INTERVALO (PIES)	ESPESOR (PIES)	POR %	VSH %
Hollín Inferior	10,910-10,950	40	18	3

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

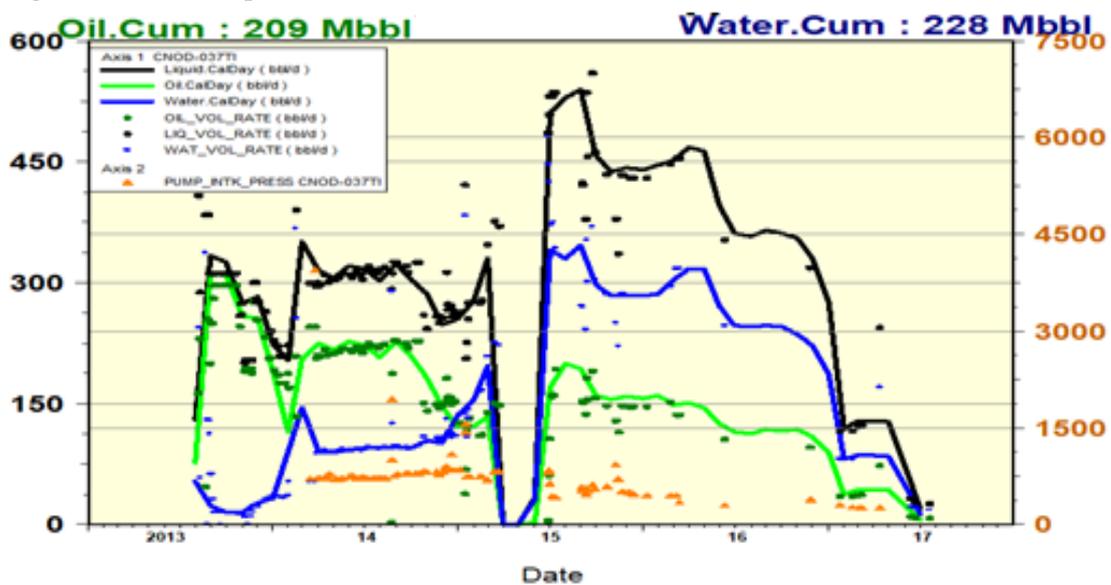
**Tabla 4** Pozo Santa Elena-37: Topes Formacionales

SANTA ELENA-37			
YACIMIENTO	MD (PIES)	TVD (PIES)	TVDSS (PIES)
U SUPERIOR	10.234	10.117	-8.950
U INFERIOR	10.291	10.175	-9.008
BASE U INFERIOR	10.320	10.204	-9.037
T SUPERIOR	10.455	10.326	-9.172
T INFERIOR	10.541	10.339	-9.257
BASE T INFERIOR	10.597	10.424	-9.313
CALIZA C	10.715	10.480	-9.432
HOLLIN SUPERIOR	10.726	10.599	-9.442
HOLLIN INFERIOR	10.766	10.609	-9.483

Fuente: Shaya Ecuador S.A

El pozo SE-37 fue completado en julio 2013, durante las operaciones de completación y pruebas iniciales se probó la arenisca Hollín Inferior obteniendo 378 BFPD (Barriles de fluido por día) y 100% BSW (Basic Sediment Water), por lo que el pozo quedo como productor de la arenisca T Inferior, el historial de producción se muestra en la Figura 5.

Fig. 5 Historial de producción, Pozo Santa Elena-37



Fuente: Shaya Ecuador S.A

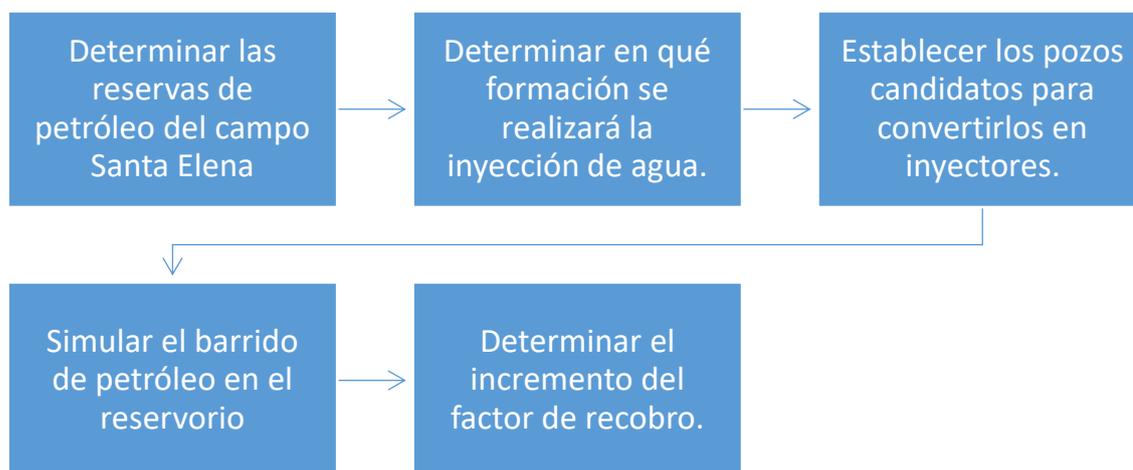
La producción de la arenisca T Inferior fue declinando hasta una producción de 26 BFPD, 8 BOPD (Barriles de petróleo por día) y 70% de corte de agua, última prueba registrada el 21 de julio de 2017, llegando al límite económico, por esta razón el pozo se encuentra inactivo desde esa fecha no se tiene prospectividad en otras areniscas.

De acuerdo con los resultados obtenidos durante la completación y pruebas iniciales, se demuestra que la arenisca Hollín Inferior tuvo una producción con alto corte de agua, por lo tanto, no presenta prospectividad. La producción de la arenisca T Inferior alcanzó su límite económico en julio 2017 con un acumulado de 209 Mbls (miles de barriles), por lo cual no presenta volumen de reservas a desarrollar. Las demás areniscas del pozo SE-37 no presentan prospectividad, tal como se indica en el análisis petrofísico de la figura 11. Por estas razones, se recomienda la conversión del pozo SE-37 de productor de petróleo a productor de agua.

# CAPÍTULO II

## METODOLOGÍA

Con la finalidad de alcanzar el objetivo planteado se plantea la siguiente metodología:



A continuación, se detallarán cada una de las etapas:

### 2.1 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SANTA ELENA

El resultado de la actualización de reservas se presenta en la tabla 5, la misma que incluye valores de: Volumen de hidrocarburo (VHC), factor volumétrico inicial (Boi), Petróleo original en sitio (POES), Factor de recobro (FR), Reservas (iniciales) , Producción acumulada (Np), Reservas remanentes y Factor de recobro actual (FRa) para cada yacimiento (VACA, 2010).

**Tabla 5** Datos de Reservas del Campo Santa Elena

<b>DATOS OFICIALES</b>					
YACIMIENTO	POES (BF)	FR (INICIAL) %	RESERVAS INICIALES	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
			BF	BF al 31/12/2009	BF al 31/12/2009
HI	227,340,000.00	43.90	99,802,260.00	86,138,165.36	13,664,094.64
HS	49,131,169.00	51.95	25,522,500.00	18,456,372.69	7,066,127.31
T	39,315,000.00	28.58	11,235,900.00	3,335,432.68	7,900,467.32
U	21,246,000.00	16.53	3,512,930.00	2,359,921.50	1,153,008.50
BT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>341,322,069.00</b>	<b>41.16</b>	<b>140,502,580.00</b>	<b>110,289,892.22</b>	<b>30,212,687.78</b>

**Fuente:** PETROAMAZONAS EP

## **2.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL RESERVORIO NAPO**

### **2.2.1 Inyección de Agua**

Se ha detectado la necesidad de inyección de agua en la estructura del campo Santa Elena debido a la depletación del reservorio Napo U Superior.

Algunos de los factores considerados para el desarrollo del proyecto piloto son:

- Depletación de presión (Acuífero Limitado)
- Aumento de producción
- Incrementar factor de recuperación
- Extender la vida del reservorio
- Petróleo remanente por contactar
- Posibilidades de agregar desarrollo
- Distancia a las fuentes de agua
- Licencias Ambientales

### **2.2.2 Revisión Geológica**

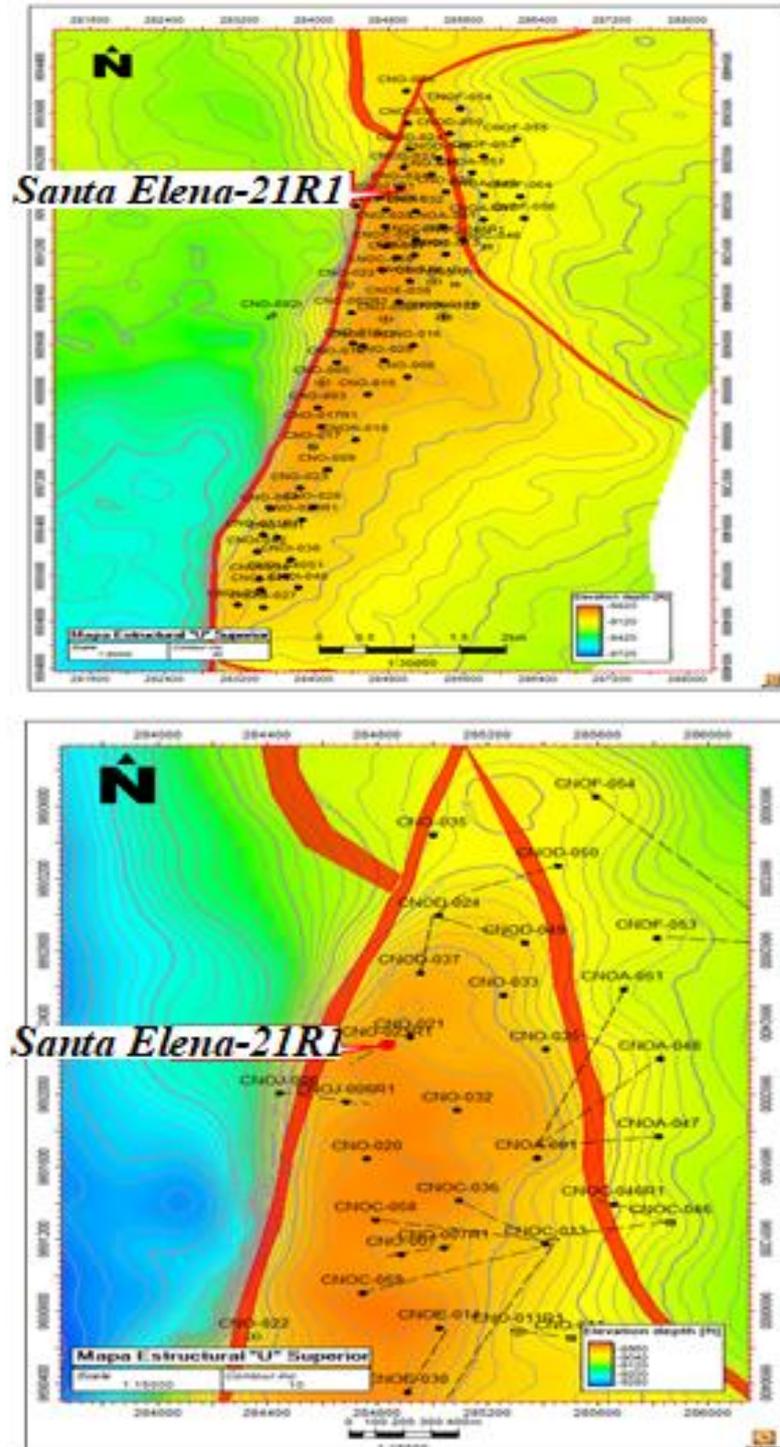
Se ha realizada una revisión de la distribución de propiedades petrofísicas del campo con el fin de ubicar una zona piloto representativa del reservorio. Los siguientes mapas permiten observar la variación de cada una de las propiedades de reservorio.

### **2.2.3 Mapa Estructural**

El campo Santa Elena es una estructura anticlinal, lineal, de aproximadamente 11 km de longitud, elongado en dirección NNE-SSO (Figura 6), con poca alteración tectónica a la base de la Caliza A, y cuya parte más ancha se encuentra en la parte central adelgazándose en dirección norte y sur. Baby, Ribadeneira, & Barragán, 2014, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo de rumbo preferencial Norte - Sur. En menor grado parte de su morfología actual está relacionada a procesos de compactación, con un cierre estructural dado por la curva -9150 pies TVDSS (total vertical depth). En el mapa de contornos estructurales, se observa claramente el alto estructural Santa Elena, el pozo SE-21R1 de

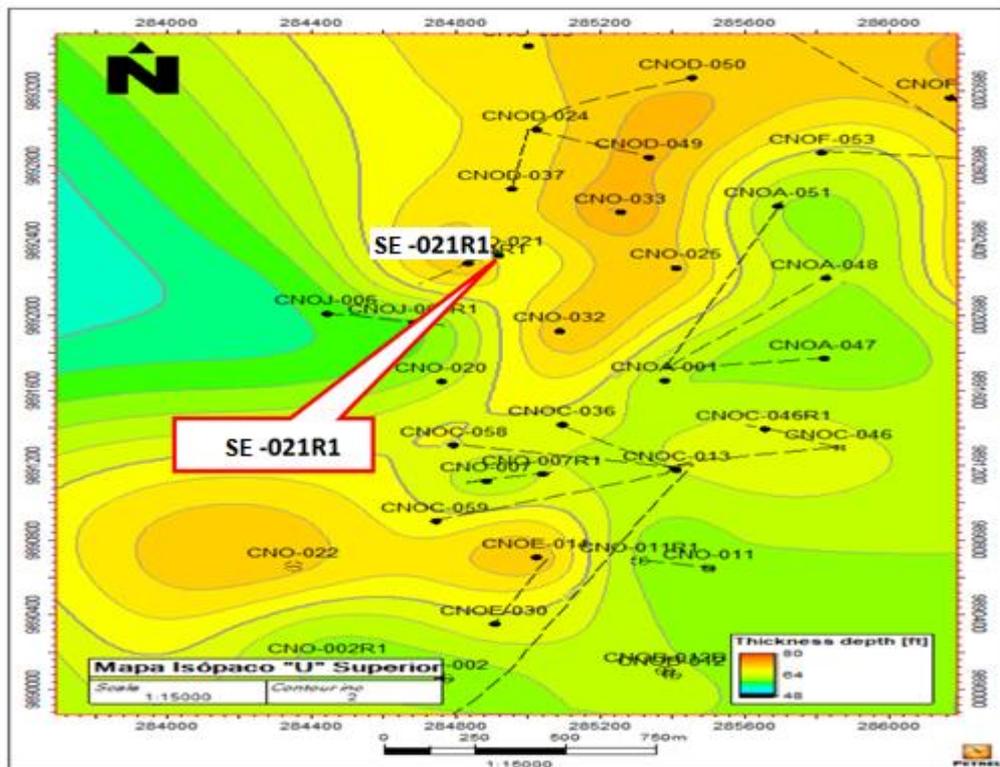
acuerdo a la figura 7 está ubicado hacia el norte de la estructura del anticlinal Santa Elena respectivamente.

**Fig. 6** Mapa Estructural – Napo U Superior



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

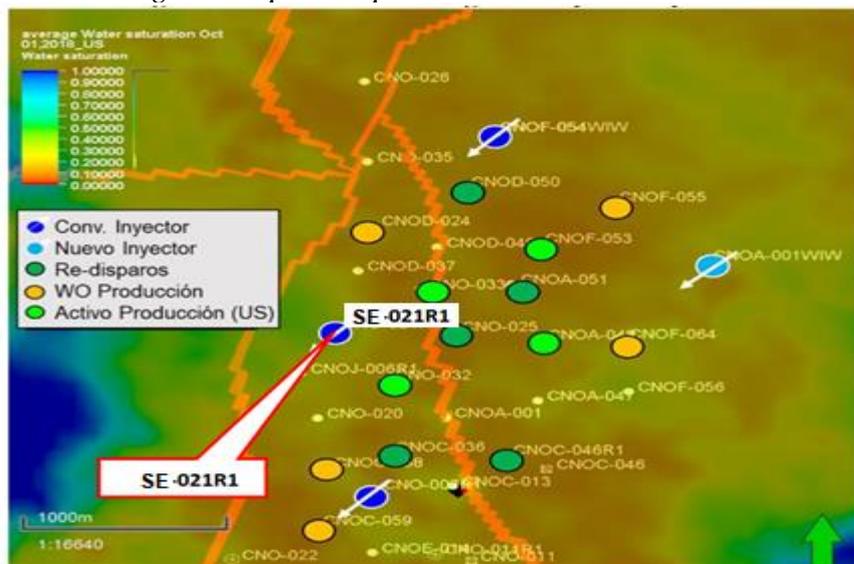
**Fig. 7** Isópaco U Superior (pies)



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

La figura 8 muestra el mapa de la distribución saturación de agua del campo Santa Elena correspondiente al reservorio U superior.

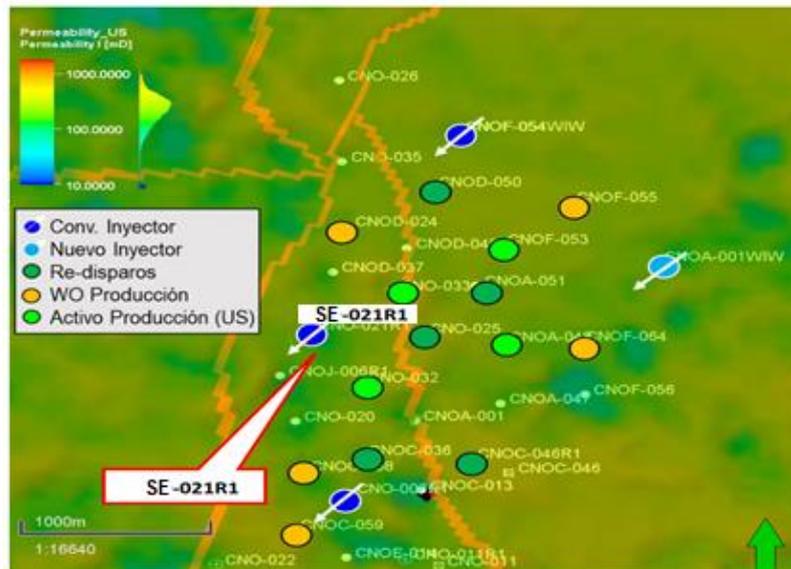
**Fig. 8** Saturación de agua – Napo U Superior



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

A continuación, se muestra en la figura 9 el mapa de permeabilidades del campo Santa Elena correspondiente al reservorio U superior.

**Fig. 9** Mapa de Permeabilidad



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

## 2.3 CONVERSIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A SER INYECTORES

### 2.3.1 Historial del Pozo Santa Elena-37 (SE-37)

#### COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES. 21-AGOSTO-2013

El pozo SE-37, inició operaciones de perforación en Julio del 2013, alcanzando una profundidad total de 10,990 pies (MD Measured depth). Se cementó hasta 10,898 pies. Se bajó tubería de producción 3 1/2" 9.2 #/pie N-80 SEC, hasta 10,890 pies. Todas las profundidades están en profundidad medida. Se finaliza las operaciones de perforación el 21 de agosto del 2013.

#### PRUEBAS Y COMPLETACIÓN DEL POZO:

- Se disparó con Tubing Conveyed Perforating, como sigue:

ARENA "T inferior" @ 5 Disparos Por Pie: (10542 pies – 10562 pies) (20 pies)  
(10571 pies – 10586 pies) (15 pies)

- Se disparó con cable cañones de 4-1/2" 5 DPP 60° en el intervalo:

ARENA "H inferior" @ 5 Disparos Por Pie: (10766 pies – 10772 pies) (6 pies)

- Se bajó completación Bombeo Electro Sumergible en Tubing 3 1/2" SEC con 9 5/8" "Y TOOL" hasta 9822 pies MD
- Se realizó prueba de producción de la arena "Hollín Inferior" direccionada al tanque en mini estación Santa Elena 6, los datos obtenidos se refleja en la tabla 6.

**Tabla 6** Datos de la Producción

<b>PARAMETROS INICIALES 18:00 A 20:00</b>			
<b>BFPD</b>	<b>Corriente</b>	<b>P intake</b>	<b>BSW</b>
2058	31-33-33	2565	1
<b>FREC</b>	<b>T intake</b>	<b>THE</b>	<b>T Motor</b>
53HZ	224 °F	3 HRS	256 °F
<b>PARAMETROS FINALES</b>			
<b>BFPD</b>	<b>BLSAMP</b>	<b>P INT</b>	<b>BSW</b>
378	25-27-27	240	1
<b>FREC</b>	<b>T INT</b>	<b>THE</b>	<b>T M</b>
53HZ	224 °F	11 HRS	270 °F

**Fuente:** PETROAMAZONAS EP

**BAJAN EQUIPO BES P8XH6 CON 5 1/2" CAMISA DE REFRIGERACIÓN EN 3 1/2" TBG SEC**

- Se realizó prueba de producción de arena "T Inferior" a la estación Santa Elena.

**Tabla 7** Prueba de Producción de Arena "T Inferior"

<b>PARAMETROS INICIALES 18:00 A 20:00</b>				
<b>BFPD</b>	<b>Corriente</b>	<b>P intake</b>	<b>BSW</b>	<b>V-F-F</b>
2058	31-33-33	2565	1	1323 / 1320 / 1319
<b>FREC</b>	<b>T intake</b>	<b>THE</b>	<b>T Motor</b>	<b>V-F-T</b>
53HZ	224 °F	3 HRS	256 °F	800 / 806 / 812
<b>PARAMETROS FINALES</b>				
<b>BFPD</b>	<b>BLSAMP</b>	<b>P INT</b>	<b>BSW</b>	<b>PC</b>
378	25-27-27	240	1	18 PSI
<b>FREC</b>	<b>T INT</b>	<b>THE</b>	<b>T M</b>	<b>TBR</b>
53HZ	224 °F	11 HRS	270 °F	520 BLS.

**Fuente:** PETROAMAZONAS EP

Finalizan operaciones en el pozo SE-37D el 28 de febrero del 2014.

**TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO # 2. 29-JUNIO-2015**

Pulling equipo BES (Bombeo Eléctrico Sumergible).

- Inician operaciones de reacondicionamiento en el pozo SE-37 el 24 de junio del 2015 a las 15h00.
- Controlan pozo CSG-TBG con 8.34 ppg fluido especial de control a través de camisa de circulación a 9647 pies a la estación Santa Elena. observan pozo estático, ok.
- Sacan equipo BES P8XH6 con 5 /2" camisa de refrigeración en 3 1/2" tbg SEC, l-80, clase b hasta superficie. Se recupera en su totalidad, externamente sin presencia de sólidos.
- Arman y bajan equipo BES P4XH6 SSD con 5 1/2" camisa de refrigeración en 3 1/2" tbg SEC,
- Realizan prueba de rotación de equipo BES P4XH6 a 60 Hz, ok.
- Realizan prueba de producción a la arenisca "**T Inferior**" en intervalo 10542 pies – 10586 pies (44 pies) a la miniestación Santa Elena-06.

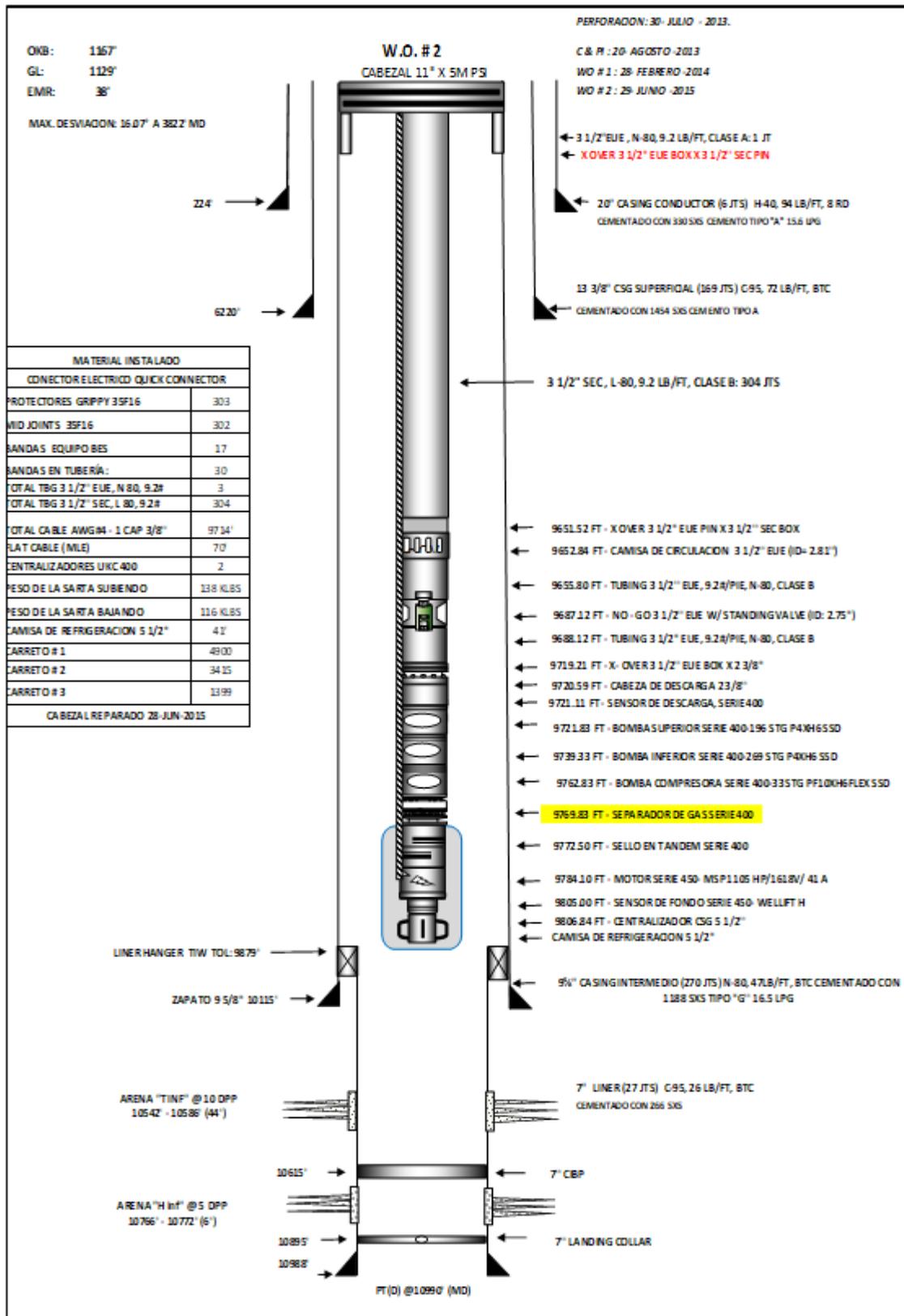
**Tabla 8 Prueba de Producción de Arena "T Inferior"**

<b>BFPD: 2556</b>	<b>BSW: 100%</b>	<b>PIP: 1468</b>
<b>PD: 4139</b>	<b>TM: 268</b>	<b>TI: 230°F</b>

**Fuente:** PETROAMAZONAS EP, 2010

Finalizan operaciones de reacondicionamiento en el pozo SE-37 el 29 de junio de 2015 a las 06h00.

Fig. 10 Estado Mecánico Actual del Pozo Santa Elena-37

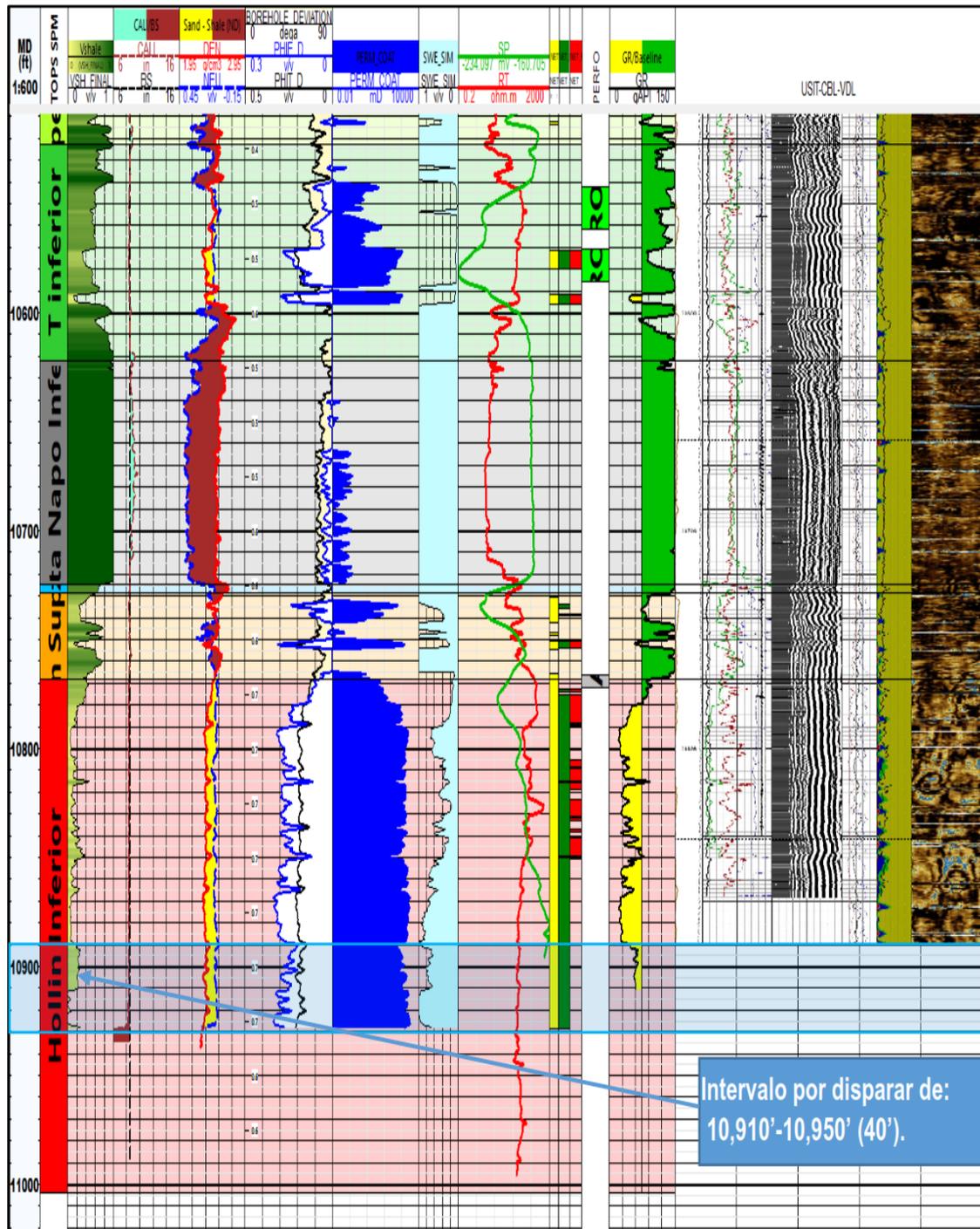


Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2010

### 2.3.2 Estado de Cementación y Corrosión del Pozo Santa Elena 37

A continuación, se presentan las condiciones de cemento en la zona de interés del pozo SE-37.

**Fig. 11** Estado de Registro de Cemento Hollín Inferior

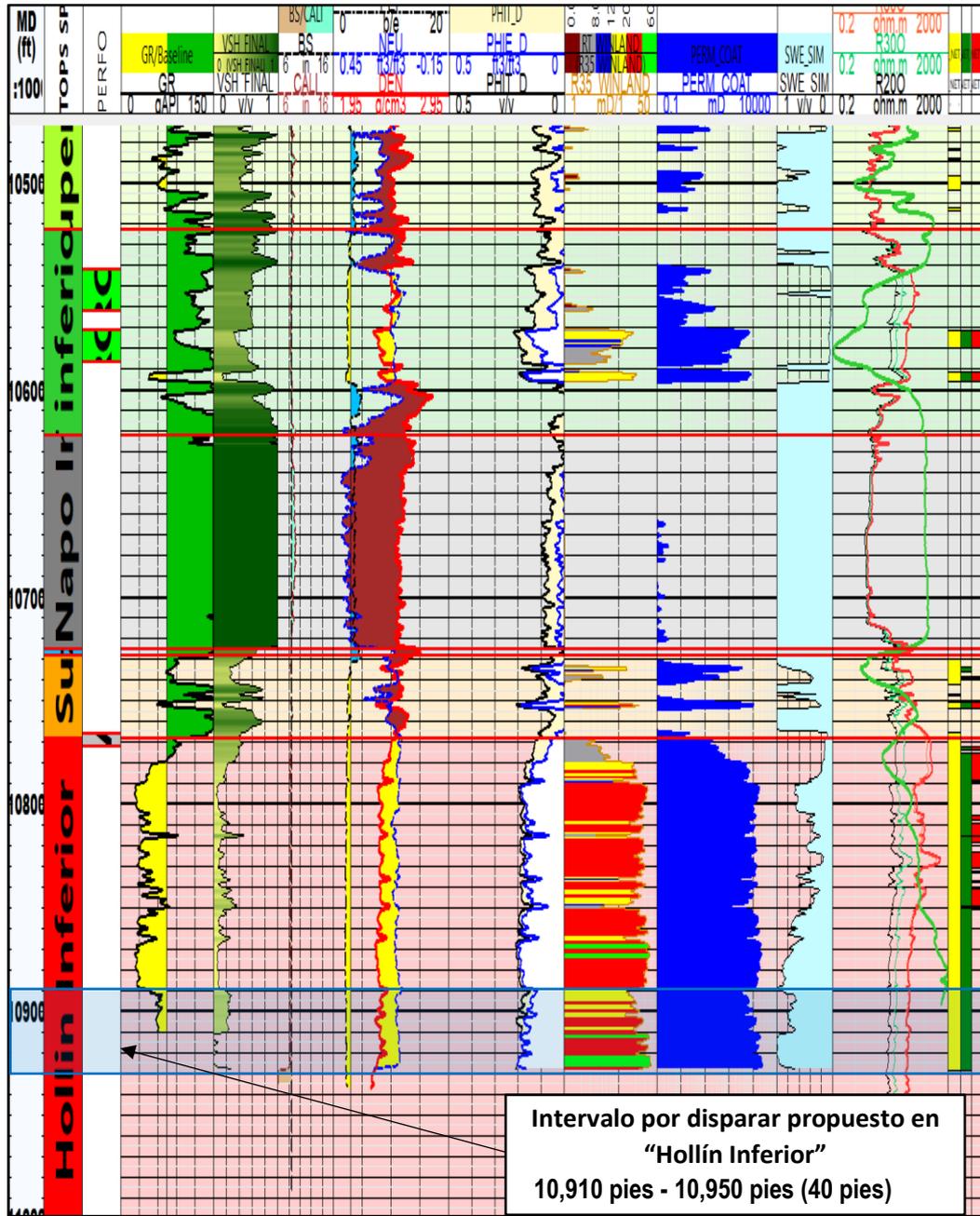


Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2010

**Intervalo por disparar de: 10,910 pies-10,950 pies (40 pies).**

- El registro de cementación disponible, tomado durante la completación del pozo, no cubre la zona a disparar 10,910 pies -10,950 pies (40 pies). ya que durante las actividades de reacondicionamiento muelen landing collar hasta 10,895 pies y toman registro hasta 10,890 pies. Durante su completación inicial se alcanzó una profundidad total de 10,920 pies MD y se cementó hasta 10,990 pies.
- El registro de cementación muestra cemento con buen aislamiento por encima del intervalo productor de agua de Hollín Inferior, lo cual se confirma con las lecturas, siendo estas menores a 6 mV, lo que demuestra que existe cemento en el anular con buena adherencia al casing.
- De igual manera en el registro, se observa atenuación completa de los arribos de casing, y buena adherencia cemento-formación, de acuerdo con fuertes arribos de formación.
- El registro de impedancia acústica muestra altos valores, indicando buena calidad del cemento que está en el anular.
- El registro de calidad de cemento indica que hay presencia de cemento a lo largo de todo el pozo, incluyendo la zona de Hollín Inferior, indicando que no existe ninguna evidencia de contaminación del cemento detrás del revestimiento por lo menos 15 pies al tope de la zona por disparar, y ligera contaminación por encima de estos 15 pies.
- Los bajos valores (menores a 6 Mv Milivoltios), los fuertes arribos de formación mostrados y la alta impedancia acústica son indicativos de una buena calidad del cemento en la zona superior al intervalo a disparar de Hollín Inferior, garantizando que no habrá afectación de los estratos superficiales, por lo tanto, no se requiere conocer la calidad del cemento en la zona inferior del intervalo a disparar. Sin embargo, como medida de prevención, durante las operaciones de reacondicionamiento se tomará un registro de cementación y corrosión para verificar las condiciones del cemento en la zona a disparar.

**Fig. 12** *Petrofísica Hollín Inferior*



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2010

### 2.3.3 Descripción del Procedimiento: Conversión del Pozo Productor de Petróleo a Productor de Agua: Santa Elena-37 (SE-37)

Se recomienda la conversión del pozo SE-37 de productor de petróleo en la arenisca T Inferior a productor de agua de la arenisca Hollín Inferior con el siguiente procedimiento:

#### INICIO DE OPERACIONES

1. Mover y armar equipo en el pozo SE-37. Efectuar reunión de seguridad/operaciones con todo el personal involucrado en la locación.
2. Armar unidad de cable de acero, bajar shipiesing tool para abrir camisa de circulación 3 1/2" EUE @ +/- 9,652 pies. Retirar herramientas de cable de acero.
3. Verificar presión por tubería y anular. Desfogar de ser necesario. Observar pozo y reportar. Medir el nivel de fluido en tubería y anular con Echometer.
4. Llenar tanques con agua filtrada y tratada con turbidez no mayor a 10 NTU, preparar fluido de control (8.8 ppg). Controlar pozo.
5. Desarmar cabezal. Instalar tapón de prueba, instalar BOP y probar por 10 minutos cada prueba. Realizar primero pruebas con baja presión en cada parte del equipo. Recuperar el tapón de prueba.

### **RETIRO DE COMPLETACION ACTUAL**

6. Desasentar tubing hanger, tomar pesos de la sarta y registrar. Cortar el empate bajo el hanger, tomar medidas eléctricas y reportar.
7. Instalar polea, preparar spooler y llaves hidráulicas para sacar tubería 3 1/2" SEC, L-80, 9.2#/pies 304 juntas por encima de la camisa en sencillos (1x1) utilizando las normas recomendadas para desenroscar la tubería, observar presencia de: aplastamiento, sobre-torque, corrosión, escala o impurezas y reportar, con unidad Spooler enrollar el cable en el carrete; sacar con cuidado los zunchos, evitando su caída en el pozo. Desarmar equipo ESP P4XH6 y reportar el estado mecánico y eléctrico del equipo.

### **AISLAR LA ARENISCA "T INFERIOR" Y PROFUNDIZAR EL INTERVALO DE HOLLÍN INFERIOR**

8. Armar y bajar BHA de cementación con packer mecánico y cola en tubería Drill pipe 3 1/2". Efectuar prueba de inyektividad. Realizar cementación forzada los intervalos de la arenisca "T Inferior" 10,542 pies - 10,586 pies (44 pies) MD. Sacar BHA de cementación con Drill pipe en paradas.
9. Armar y bajar BHA de molienda con 3 1/2 Drill pipe (i.e. con marca radioactiva) en paradas. Verificar tope de cemento duro. Moler tapón de cemento, realizar prueba de presión con 500 psi para verificar integridad del intervalo aislado, proceder a moler CIBP a 10,615 pies.

10. Continuar bajando BHA molienda, moler landing collar y llegar a profundidad de 10,960 pies (28 pies por encima del zapato de 7"). Circular a esta profundidad hasta retornos limpios. Con unidad de cable eléctrico realizar correlación para verificar fondo de pozo y sacar herramientas de cable eléctrico. Sacar BHA de molienda (uno a uno hacia los caballetes).
11. Con unidad de cable eléctrico correr registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL en modo cemento y corrosión desde fondo operativo +/-10,960 pies hasta 9,879 pies. Sacar herramientas del pozo.

### **DISPAROS CON CABLE ELÉCTRICO INTERVALOS DE HOLLÍN INFERIOR**

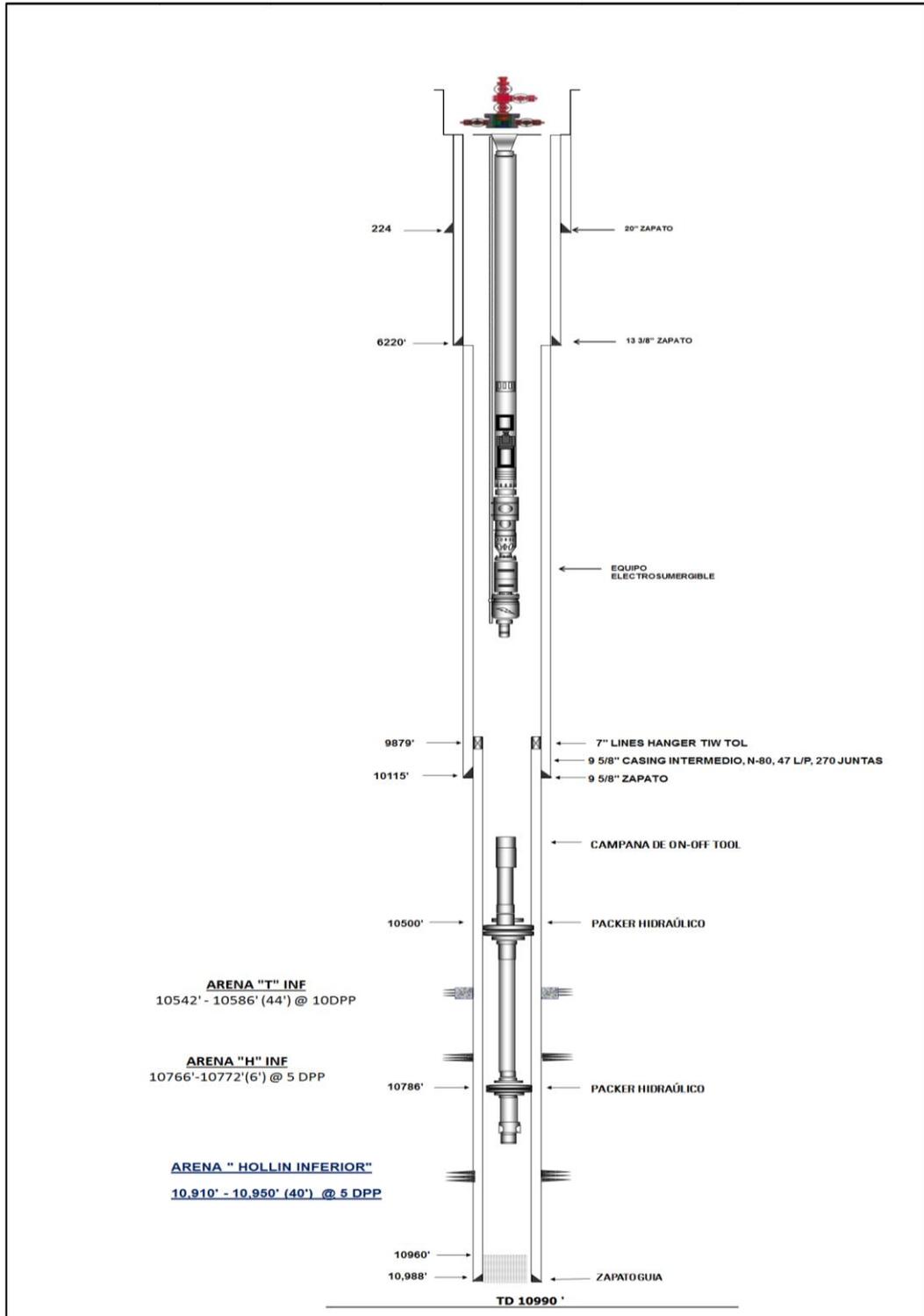
12. Con unidad de cable eléctrico bajar con cañones 4-1/2" y cargas Power Jet Omega 4505 para disparar el siguiente intervalo de "Hollín Inferior" 10,910 pies - 10,950 pies (40 pies MD) @ 5 DPP (Disparos por pie)

### **BAJAR COMPLETACIÓN DEFINITIVA**

13. Armar y bajar Scab liner con dos packers (hidráulicos) y tubería 3 1/2" EUE para aislar los intervalos de las areniscas T Inferior y Hollín Inferior.  
Nota: Ubicar empacadura superior a +/- 10,500 pies, y empacadura inferior a +/- 10,786 pies MD, confirmar profundidades con registro de cementación y verificar ubicación de collares.
14. Bajar equipo BES para la arenisca "Hollín inferior" de acuerdo con el diseño adjunto en tubería de 3-1/2" EUE probando con 2,000 psi x 10 min y megando cable cada 2,000 pies. Realizar corrida con llave hidráulica y registro de torque computarizado.
15. Quitar BOP y accesorios. Instalar y probar cabezal pozo (X-mas-tree).
16. Bajar torre del equipo de reacondicionamiento.
17. Realizar prueba de producción con bomba BES por un período de +/-6 horas estabilizadas.
18. Finalizar operaciones con equipo de reacondicionamiento en el pozo

El agua producida fluirá por tubing nuevo de 3 1/2".

**Fig. 13** Estado Mecánico Propuesto del Pozo Santa Elena-37



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2010

## 2.4 SIMULACIÓN DEL BARRIDO DE PETRÓLEO EN EL RESERVORIO

### 2.4.1 Patrón de Inyección

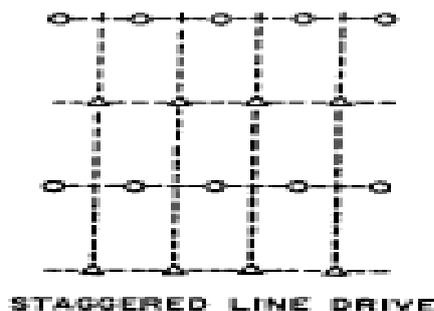
Uno de los primeros pasos en el diseño de un proyecto de inyección de agua es la selección de patrones. El objetivo de acuerdo a Amaya, Nunez, Hernandez, Gambaretto, & Rubiano, 2009 es seleccionar el patrón apropiado que proporcione al fluido de inyección el máximo contacto posible con el sistema de crudo. Esta selección se puede lograr (1) convirtiendo pozos de producción existentes en inyectoros o (2) pozos inyectoros de relleno. Al hacer la selección, los siguientes factores se debe tener en consideracion Tarek Ahmed, 1992.

- Heterogeneidad del yacimiento y permeabilidad direccional
- Dirección de las fracturas de la formación
- Disponibilidad del fluido de inyección (gas o agua)
- Vida de inundación deseada y anticipada
- Máxima recuperación de aceite
- Espaciamiento de pozos, productividad e inyectividad

Para este estudio se utilizará el arreglo alterna en línea directa debido a la configuración de los pozos ya perforados en el campo Santa Elena.

Patrón de línea alterna. Los pozos están en línea como en la línea directa, pero los inyectoros y los productores ya no se oponen directamente sino que se desplazan lateralmente por una distancia de  $a/2$  según la figura 14.

**Fig. 14** Patrón de Línea Alterna

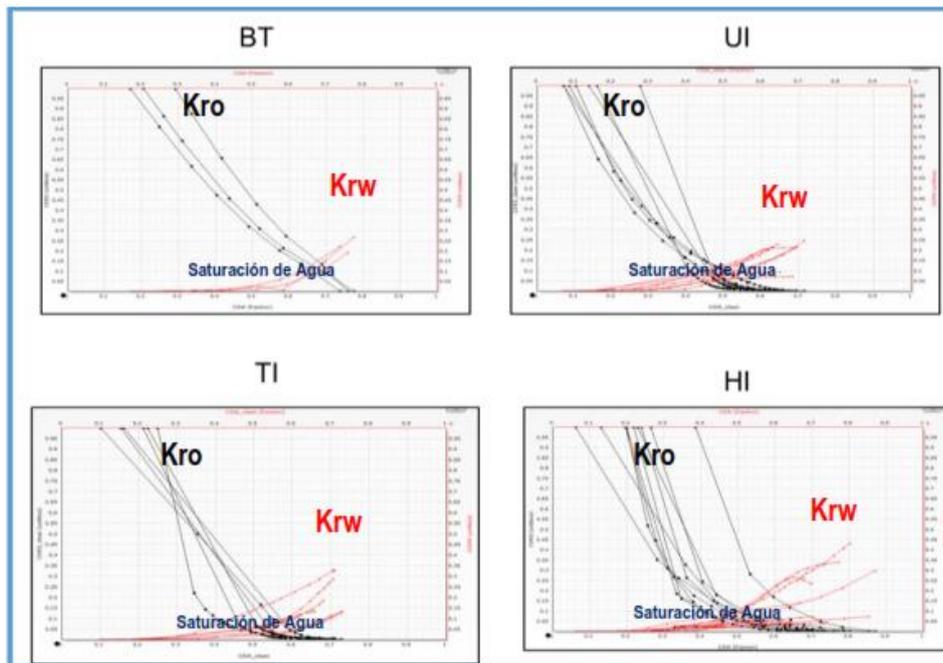


**Fuente:** Tarek Ahmed

## 2.4.2 Permeabilidad Relativa y End Points

Se ha realizado la recopilación y análisis de permeabilidad relativa a partir de núcleos del campo Santa Elena de acuerdo con Sitorus, Sofyan, & Abdulfatah, 2006 considerando todas las areniscas disponibles.

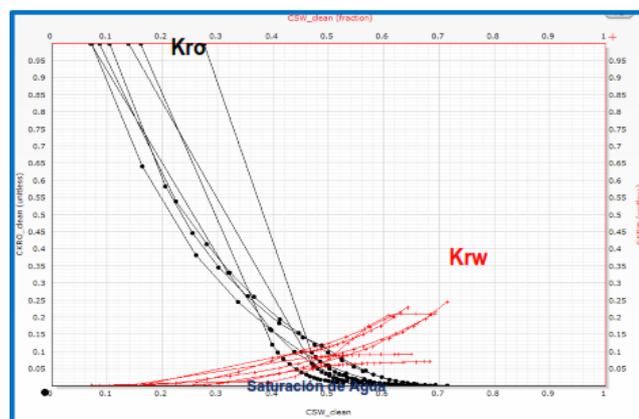
**Fig. 15** Curvas de Permeabilidad Relativa Recopiladas



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

Las curvas de permeabilidad relativa pertenecientes a Napo – U son mojables preferentemente al petróleo, tal como se puede observar en la figura 15.

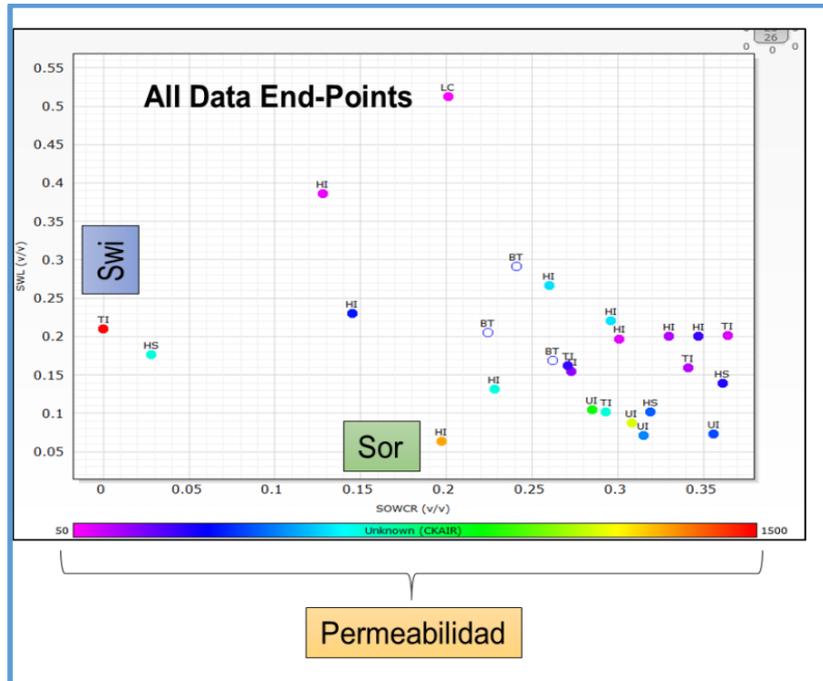
**Fig. 16** Curvas Permeabilidad Relativa Recopiladas – Napo U



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

Los end points sugieren la existencia de una moderada a alta saturación de petróleo residual y bajas a moderadas saturaciones de agua irreducible, tal como se muestra en la figura 17.

**Fig. 17** Resumen End Points



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

## 2.5 INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA

### 2.5.1 Eficiencia de Desplazamiento

Se define como la fracción de petróleo desplazado de la roca reservorio contactado por el barrido con un agente desplazante; en particular para este caso el fluido desplazante es agua, de acuerdo a la figura 18.

La EF (eficiencia de desplazamiento) de acuerdo a al figura 18 mide la eficiencia con la cual el petróleo puede ser desplazado de un volumen determinado de roca es cual es barrido por agua. De acuerdo con (Solórzano et al., 2018) la EF se la puede determinar por el volumen de petróleo disponible a ser desplazado por agua, dividido para el volumen de petróleo en sitio ver figura 19. Solamente depende de la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo. La eficiencia de desplazamiento después del barrido

únicamente puede ser mejorada disminuyendo la saturación de petróleo residual, normalmente se lo consigue con métodos de recuperación mejorada como inyección de fluidos miscibles, surfactantes, polímeros, etc.

**Fig. 18** Eficiencia de Desplazamiento



**Fuente:** Enhanced Oil Recovery, Larry Lake.

**Fig. 19** Cálculo Eficiencia de Desplazamiento



**Fuente:** Enhanced Oil Recovery, Larry Lake.

$$Ed = \frac{\text{Petroleo Movil}}{\text{Petroleo Total}} \tag{Ec.3}$$

$$Ed = \frac{\text{Petroleo Movil}=\text{Volumen Poroso}*(1-Swi-Sor)}{\text{Petroleo Total}=\text{Volumen Poroso}*(1-Swi)} \tag{Ec.4}$$

$$Ed = \frac{(1-Swi-Sor)}{(1-Swi)} = \frac{(1-0.16-0.38)}{(1-0.16)} = 0.55 \tag{Ec.5}$$

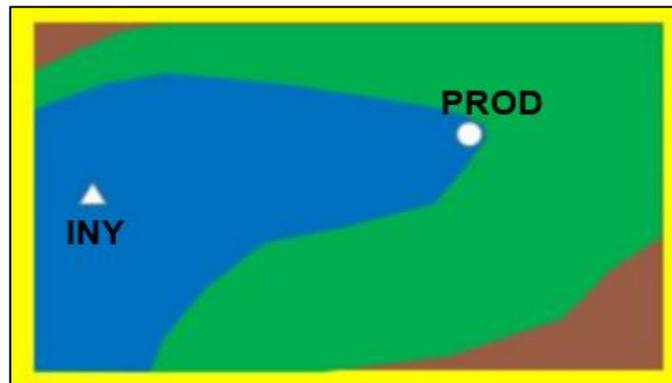
Los valores de los puntos críticos fueron tomados de los análisis especiales de núcleos disponibles en el campo Santa Elena.

### 2.5.2 Eficiencia de Barrido Areal

Se define como la fracción del área de yacimiento que ha sido barrida por el agua, tal como se muestra en la figura 20.

Esta mide la eficiencia con la cual el petróleo puede ser desplazado en una vista en planta por el agua como se observa en la figura 20. Se lo puede determinar por el volumen de petróleo disponible a ser desplazado por el agua dividida para el área original de petróleo en sitio. Esta eficiencia depende mucho de la viscosidad del petróleo, relación de movilidad, distribución areal de la permeabilidad, anisotropía, el ambiente de depositación, el patrón de inyección.

**Fig. 20** *Eficiencia de Barrido Areal*

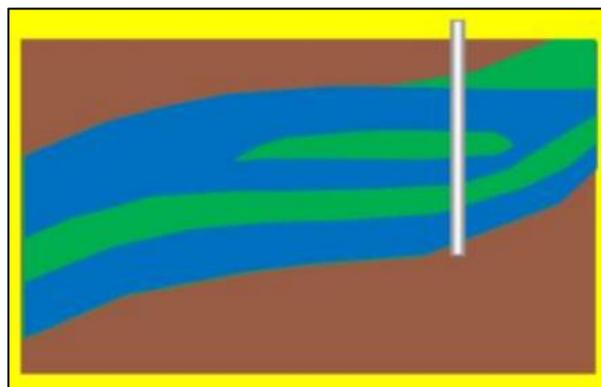


**Fuente:** Enhanced Oil Recovery, Larry Lake.

### 2.5.3 Eficiencia de Barrido Vertical

Se define como la fracción de sección vertical de yacimiento que ha sido barrida por el agua.

**Fig. 21** *Eficiencia de Barrido Vertical*



**Fuente:** Enhanced Oil Recovery, Larry Lake.

Esta mide la eficiencia con la cual el petróleo puede ser desplazado en un corte vertical frontal por el agua como se observa en la figura 21. Esta eficiencia depende de la

distribución vertical de la permeabilidad, segregación gravitacional, relación de movilidad, ambiente de depositación.

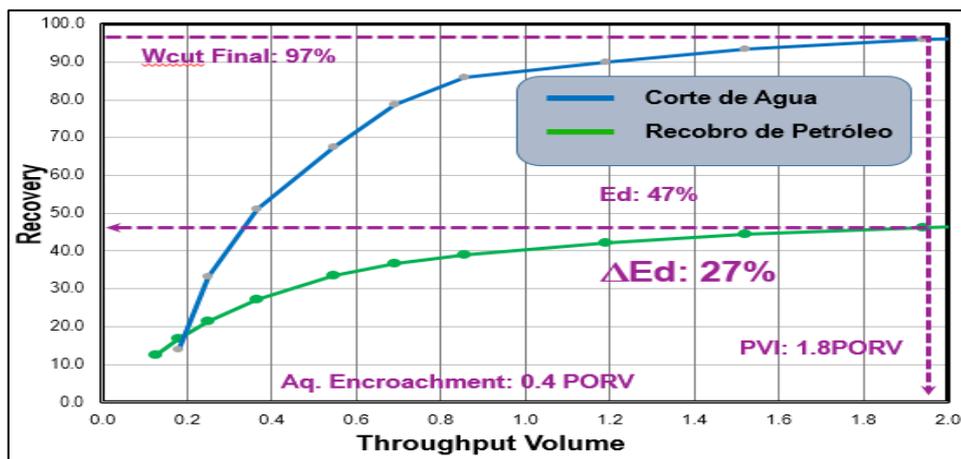
El factor de recobro teóricamente se podría aproximar a la multiplicación de las tres eficiencias de desplazamiento antes mencionadas.

$$FR \approx E_{desplazamiento} * E_{barrido areal} * E_{barrido vertical} \quad \text{Ec. 6}$$

Esto es simplemente una aproximación debido a que la eficiencia de desplazamiento varía a lo largo del reservorio dependiendo de la cantidad de agua que ha barrido una cierta parte del reservorio total.

Tomando como ejemplo un análisis de laboratorio para un flujo de dos fases de ensayos de desplazamiento en muestras tomadas de núcleo se observa que se requiere aproximadamente 1.8 volúmenes porosos para alcanzar 97% de corte de agua, si se toma en consideración un desplazamiento en 1D se obtendría aproximadamente 47% de factor de recobro de acuerdo con la figura 22. Cabe recalcar que este es un solo ensayo en una muestra del núcleo disponible para el pozo SE-016 para la arenisca U Inferior y el pozo está localizado en el campo Auca ya que no se dispone de información similar para el reservorio U Superior en el campo Santa Elena.

**Fig. 22** Desplazamiento de Dos Fases en Muestra de Núcleo Auca-016



Sample	1A	Swi	8.7%
K air, mD	1,170	Porosity	21.4%
Ko@Swirr	1,120		

**Fuente:** Shaya Ecuador S.A

En la tabla 8 se muestra el resumen de las eficiencias de desplazamientos y los end point.

**Tabla 8** Resumen End Points y Eficiencias de Desplazamiento

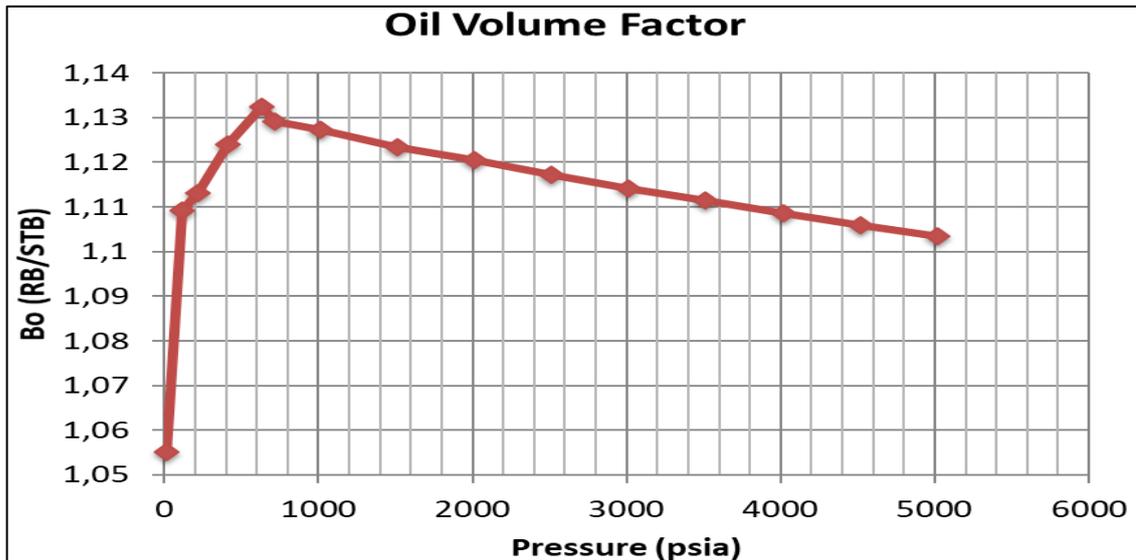
Sand	Sample	Swi	Sor	S mobil	Ed bt	Ed 97%
Hollin	122 md	0.28	0.17	0.55	0.63	0.72
Hollin	583 md	0.17	0.29	0.54	0.54	0.62
U	191 md	0.16	0.38	0.46	0.15	0.32
T	23 md	0.13	0.42	0.45	0.44	0.49
T	299 md	0.09	0.33	0.58	0.62	0.65

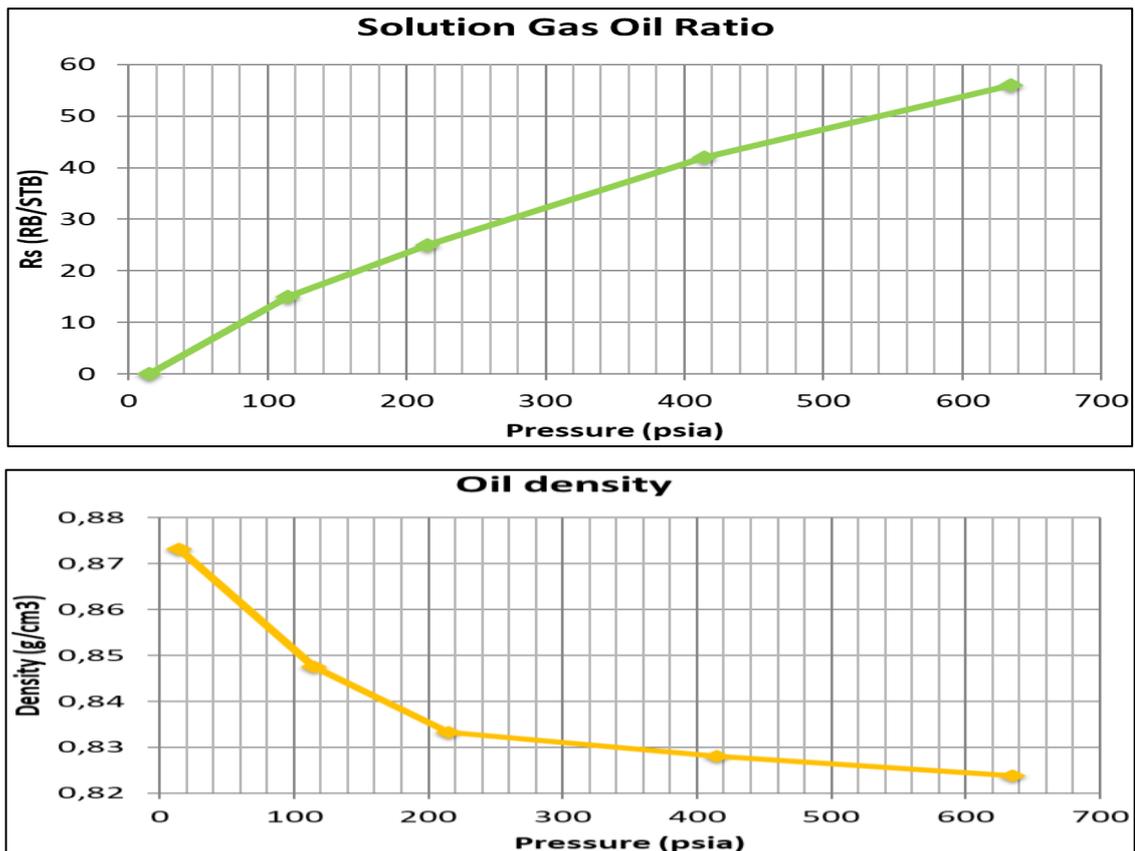
**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

### 2.5.4 Estudios PVT

Debido a que no existen análisis PVT para el reservorio U Superior en Santa Elena, se toma como referencia el análisis PVT para la arenisca U Inferior del pozo Santa Elena-1, en general muestra un petróleo negro con bajas cantidades de gas de acuerdo a la figura 23:

**Fig. 23** Resultados PVT – SEA-001





Fuente: Shaya Ecuador S.A.

## 2.6 CALIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN PRODUCTORA HOLLÍN INFERIOR

El agua de producción de la arena “H Inferior”, no tiene características corrosivas bajo ninguna condición de presión y/o temperatura, el agua tiene muy baja salinidad, el contenido de CO<sub>2</sub> en agua es sumamente bajo. Sin embargo, en concordancia con Abou-Sayed, 2006 preventivamente se va a inyectar químicos inhibidores de corrosión que forman una película de protección interno a la tubería tanto de las facilidades en superficie como a las sargas de tubería de los pozos productores e inyectoros.

Los análisis fisicoquímicos realizados para el agua de la arenisca Hollín Inferior demuestran que no es apta para consumo humano, ni riego, ni uso pecuario como se muestran en las Tablas No 7, 8 y 9, ya que no cumple con los criterios establecidos en las tablas 1, 3 y 5 del Anexo 1 del libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente: Norma de Calidad Ambiental y de Descarga de Efluentes al Recurso Agua.

Las muestras de fluido para los análisis fisicoquímicos de la arenisca “Hollín Inferior” se tomaron del pozo SE-42 del campo Santa Elena.

**Tabla 9** *Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca “Hollín Inferior” (Comparación con Tabla No 1 del TULSMA: Criterios Para Calidad de Fuentes de Agua Para Consumo Humano y Doméstico).*

				SE-042
No. Reporte Gruentec:				1809327-AG003
Distancia al pozo Santa Elena -D37				7.2 km
PARÁMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	9/26/2018
Aceites y grasas	Sustancias solubles en Hexano	mg/l	0.3	1.6
Arsenico	As	mg/l	0.1	<0.0005
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30
Bario	Ba	mg/l	1	0.59
Cadmio	Cd	mg/l	0.02	<0.0001
Cianuro	CN	mg/l	0.1	<0.01
Cobre	Cu	mg/l	2	0.01
Color	Color real	Unidades de Platino-Cobalto	75	15
Cromo Hexavalente	Cr+6	mg/l	0.05	<0.02
Fluoruro	F	mg/l	1.5	1.4
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<4	35
Demanda Bioquímica de oxígeno (5 días)	DBO5	mg/l	<2	<2
Hierro total	Fe	mg/l	1	0.47
Mercurio	Hg	mg/l	0.06	0.0001
Nitratos	NO3	mg/l	50	<25
Nitritos	NO2	mg/l	0.2	<25
Potencial Hidrógeno	pH	Unidades de pH	6-9	7.7
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0.0005
Selenio	Se	mg/l	0.01	<0.001
Sulfatos	SO4	mg/l	500	38
Hidrocarburos totales de Petróleo	TPH	mg/l	0.2	<0.3
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100	6

**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

**Tabla 10** *Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca “Hollín Inferior” (Comparación con Tabla No 3 del TULSMA: Criterios de Calidad de Agua Para Riego Agrícola)*

				SE-042
No. Reporte Gruentec:				1809327-AG003
Distancia al pozo Santa Elena-D37				7.2 km
PARÁMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	9/26/2018
Aceites y grasas	PelículaVisible		Ausencia	1.6
Aluminio	Al	mg/l	5	<0.01
Arsénico	As	mg/l	0.1	<0.0005
Berilio	Be	mg/l	0.1	<0.0002
Boro	B	mg/l	0.75	0.26
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	<0.0001
Zinc	Zn	mg/l	2	<0.005
Cobalto	Co	mg/l	0.01	<0.0001
Cobre	Cu	mg/l	0.2	0.01
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30
Cromo	Cr+6	mg/l	0.1	<0.0002
Flúor	F	mg/l	1	1.4
Hierro	Fe	mg/l	5	0.47
Huevos de parásitos			Ausencia	Ausencia
Litio	Li	mg/l	2.5	0.074
Materia Flotante	Visible		Ausencia	Ausencia
Mercurio	Hg	mg/l	0.001	<0.0001
Manganeso	Mn	mg/l	0.2	0.065
Molibdeno	Mo	mg/l	0.01	<0.0002
Níquel	Ni	mg/l	0.2	<0.001
Nitritos	NO2	mg/l	0.5	<0.25
Oxígeno Disuelto	OD	mg/l	3	7.5
pH	pH		6-9	7.7
Plomo	Pb	mg/l	5.0	<0.0005
Selenio	Se	mg/l	0.02	<0.001
Sulfatos	SO4	mg/l	250	38
Vanadio	V	mg/l	0.1	<0.0002

FUENTE: Shaya Ecuador S.A.

**Tabla 11** *Análisis Fisicoquímico del Agua de la Arenisca “Hollín Inferior” (Comparación con Tabla no 5 del TULSMA: Criterios de Calidad de Agua uso Pecuario)*

				SE -042
No. Reporte Gruentec:				1809327-AG003
Distancia al pozo Santa Elena -D37				7.2 km
PARÁMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	9/26/2018
Aluminio	Al	mg/l	5.0	<0.01
Arsénico	As	mg/l	0.2	<0.0005
Boro	B	mg/l	5.0	0.26
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	< 0.0001
Zinc	Zn	mg/l	25.0	<0.005
Cobalto	Co	mg/l	1.0	<0.0001
Cobre	Cu	mg/l	2	0.01
Cromo Cr	Cr+6	mg/l	1.0	<0.0002
Mercurio	Hg	mg/l	0.01	<0.0001
Nitratos	NO3	mg/l	50	<0.25
Nitritos	NO2	mg/l	0.2	<0.25
Plomo	Pb	mg/l	0.05	<0.0005
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30
Sólidos disueltos totales	SDT	mg/l	3000	650

**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

En las Tablas 7,8 y 9, con los parámetros que se han medido es posible determinar que el agua de la formación de Hollín Inferior no es apta para uso humano y doméstico, riego agrícola ni uso pecuario.

Se realizó, además, una semejanza de análisis de compatibilidad entre el agua de la arenisca “U Inferior” en representación de la arenisca receptora “U Superior”, arenisca que no posee agua móvil que permita la realización de pruebas de compatibilidad con el agua que va a ser inyectada proveniente de “Hollín Inferior”. Por tanto, se tomaron muestras de agua en pozos del campo Santa Elena en la arenisca “Hollín Inferior” del pozo SE-42 y de la arenisca “U Inferior” en el pozo SE-9.

El reporte de dicho análisis se presenta en el Anexo 1 en el cual se concluye que no existe incompatibilidad entre las aguas de las diferentes areniscas (“Hollín Inferior” y “U Inferior” que representa al fluido de la arena receptora “U Superior”). Es de suma importancia reiterar que se realizó la compatibilidad de la arenisca “U Inferior” considerando que esta representa la mejor aproximación al fluido presente en “U Superior”, misma que es la arenisca receptora y que durante las diferentes intentos de toma de muestras para la ejecución de las pruebas tanto de compatibilidad como físico-químicas resultaron con un corte de agua menor a 1%, lo que imposibilita las pruebas de la arenisca “U Superior” y por lo cual se tomó muestras en “U Inferior”.

Se realizó combinación del agua de los pozos SE-020HI – RMYA-005US, combinación en la que no es posible evaluar la compatibilidad entre sus aguas de formación debido a que la formación productora del pozo RMYA-005US no aporta agua. Su BSW está por debajo de 1% imposibilitando su separación. De la evaluación realizada entre crudo RMYA-005US y agua de formación SE-020HI, se observa que son fluidos compatibles en las tres proporciones probadas.

Así mismo se realizó combinación SE-020HI – SE-033US, combinación en la que no es posible evaluar la compatibilidad entre sus aguas de formación debido a que la formación productora del pozo SE-033US no aporta agua. Su BSW está por debajo de 1% imposibilitando su separación. De la evaluación realizada entre crudo SE-033US y agua de formación SE-020HI, se observa que son fluidos compatibles en las tres proporciones probadas.

En base al análisis de compatibilidad de los pozos SE-42 en Hollín Inferior y SE-9 en U Inferior (como arenisca representativa de U Superior debido a que esta no presenta agua libre), se observa una compatibilidad de agua hasta una mezcla en volumen del 20% al 30% entre las 2 areniscas, debido al incremento de la concentración de sólidos suspendidos. Esto significa que no habrá problemas de taponamiento ya que se inyectará 100% agua de Hollín Inferior.

## **2.7 TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN ANTES DE INYECTAR**

En cuanto al tratamiento requerido para el agua antes de inyectar, se estima que el agua producida de la formación Hollín Inferior tendrá parámetros por debajo de los requeridos

(20 a 30 ppm para sólidos suspendidos totales y concentración de petróleo menor a 20). Por lo tanto, es factible inyectar el agua con la incorporación de algunos químicos en el punto de inyección (cabeza de pozo SE-37), tales como: inhibidores de corrosión, biocidas y antiescalantes, que ayudarán a mantener una operación estable del sistema y evitar el proceso de corrosión en el pozo inyector SE-21RE. También se dispondrán distintos puntos de toma de muestras manuales que ayudarán al monitoreo del desempeño del sistema durante la operación del piloto. El sistema incluye las válvulas y los instrumentos necesarios para el monitoreo y control de la presión y flujo de inyección. Desde el punto de vista del pozo productor de agua SE-37, en la tubería de producción se instalará un capilar que permitirá la inyección de químicos como inhibidores de corrosión y biocidas para controlar y evitar el proceso de corrosión en este pozo.

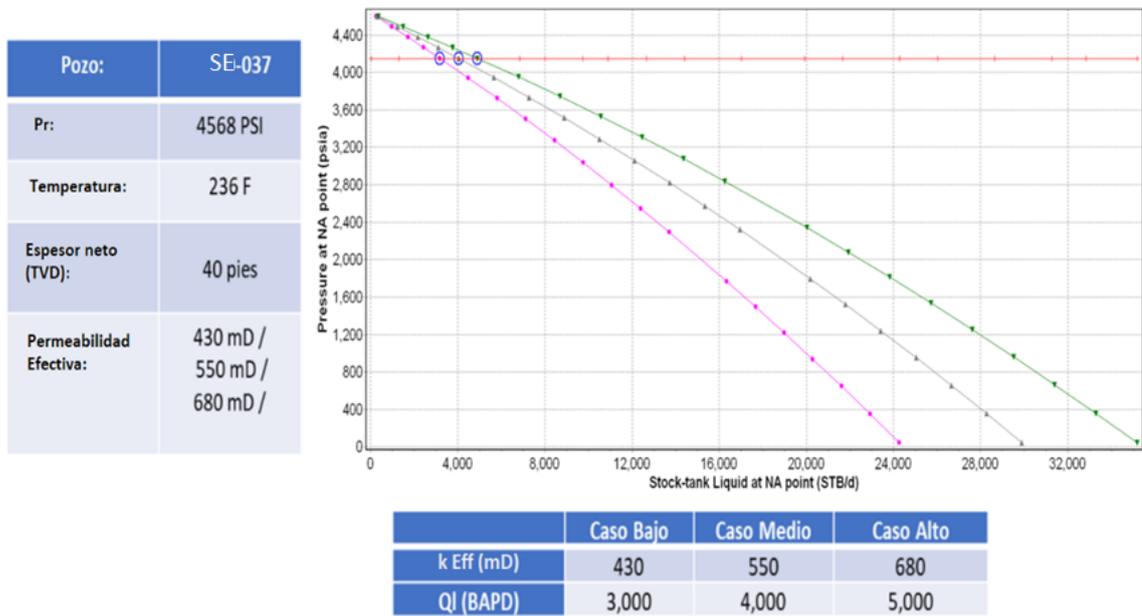
También se dispondrán distintos puntos de toma de muestras manuales que ayudarán al monitoreo del desempeño del sistema durante la operación del piloto.

Desde el punto de vista ambiental se tendrá un beneficio al tener la capacidad para inyectar todos los fluidos que resulten en la segunda etapa del proyecto, evitando así su emisión directa al ambiente y por tanto la afectación a las comunidades que viven en el área.

## **2.8 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN – ARENISCA HOLLÍN INFERIOR DEL POZO SANTA ELENA-37**

Para estimar el potencial de producción de agua en la arenisca Hollín Inferior en el pozo SE-37 se utilizó análisis nodal realizando sensibilidades a diferentes permeabilidades efectivas de la arenisca Hollín Inferior. Para estimar el índice de productividad de la arenisca Hollín Inferior se utilizó la información de reservorio y petrofísica del pozo mencionado.

**Fig. 24** *Potencial de Producción de Agua del Pozo Santa Elena-37 - Arenisca Hollín Inferior*



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

El agua producida del pozo SE-37 será utilizada para ser inyectada en el pozo SE-21RE, como parte del piloto de inyección de agua en el campo Santa Elena, inicialmente el volumen requerido de inyección es de 3000 BAPD (Barriles de agua por día) para el pozo inyector en mención, sin embargo, a medida que pase el tiempo el caudal se irá incrementando paulatinamente dependiendo del desplazamiento volumétrico observado, se lograría un caudal hasta de 5000 BAPD. Se puede observar en la figura 24 que el potencial de producción del pozo es suficiente para abastecer el agua de inyección requerida en el pozo SE-21RE.

En la tabla 13, se muestra en comportamiento del caudal considerando las diferentes permeabilidades.

**Tabla 12** *Caudal Esperado a Diferentes Permeabilidades Efectivas*

	Caso Bajo	Caso Medio	Caso Alto
<b>K eff (mD)</b>	430	550	680
<b>Ql (BAPD)</b>	3,000	4,000	5,000
<b>Frecuencia (Hz)</b>	56	58.5	60

**Fuente:** PETROAMAZONAS EP, 2010

El desarrollo de esta investigación es cuantitativa de tipo correlacional.

Para la ejecución de esta investigación se establecieron las siguientes etapas:

- 1.- Recopilación de la información
- 2.- Validación de información
- 3.- Establecer el modelo geológico
- 4.- Seleccionar los pozos inyectoros
- 5.- Simulación del barrido de petróleo
- 6.- Análisis de Resultados

# CAPÍTULO III

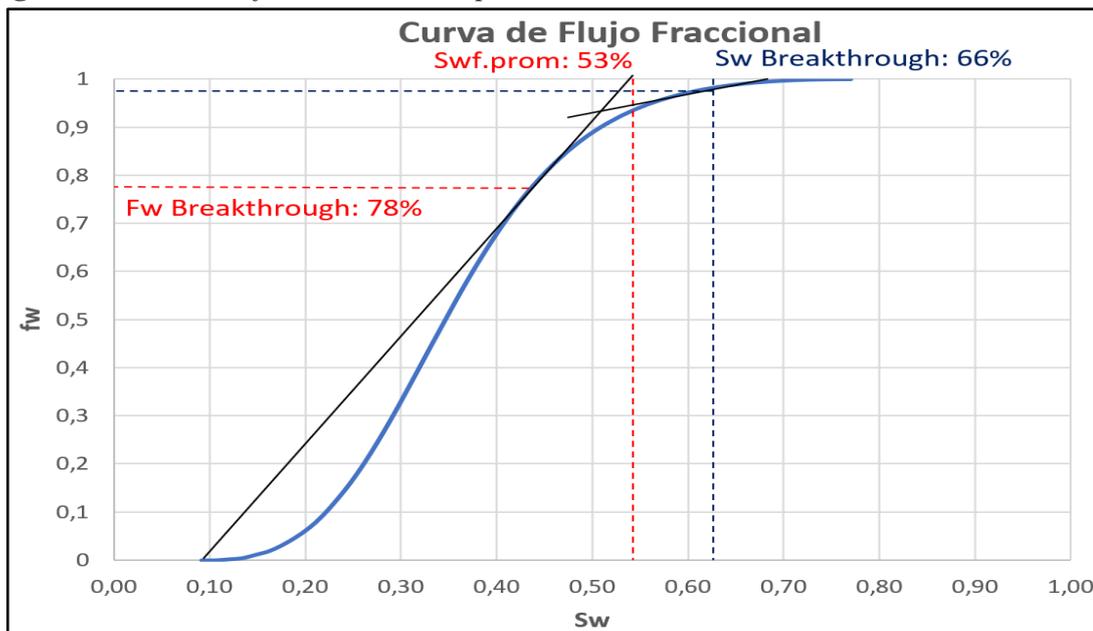
## ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 3.1 CURVA DE FLUJO FRACCIONAL

Se ha realizado un análisis integral de las curvas de flujo fraccional para las distintas areniscas productivas en el campo Santa Elena. Aquí se presenta el resultado de la curva de flujo fraccional obtenida de las curvas de permeabilidad relativa, luego del proceso de ajuste de historia del modelo de simulación de U Superior en Santa Elena en concordancia con Tillerio & Mogollon, 2017, Mosavat, Torabi, & Zarivnyy, 2013 para los cálculos de recuperación de petróleo por inyección de agua. Cabe mencionar que las curvas de permeabilidad iniciales provienen de todos los ensayos de laboratorio disponible en muestras de la arenisca U Inferior en varios campos del bloque 61 los cuales muestran semejanza con el comportamiento de producción de la arenisca U Superior. El gráfico de la curva de flujo fraccional corresponde a un tipo de roca promedio entre RT-1 y RT-2<sup>a</sup> en concordancia con la figura 25.

De acuerdo a la curva de flujo fraccional se obtiene, que la ruptura del agua ocurre cuando se alcanza un 76% de la fracción de agua a una saturación del 53%, lo cual permite determinar la cantidad de petróleo que se puede recuperar antes y después de la ruptura.

**Fig. 25** Curva de Flujo Fraccional Napo U

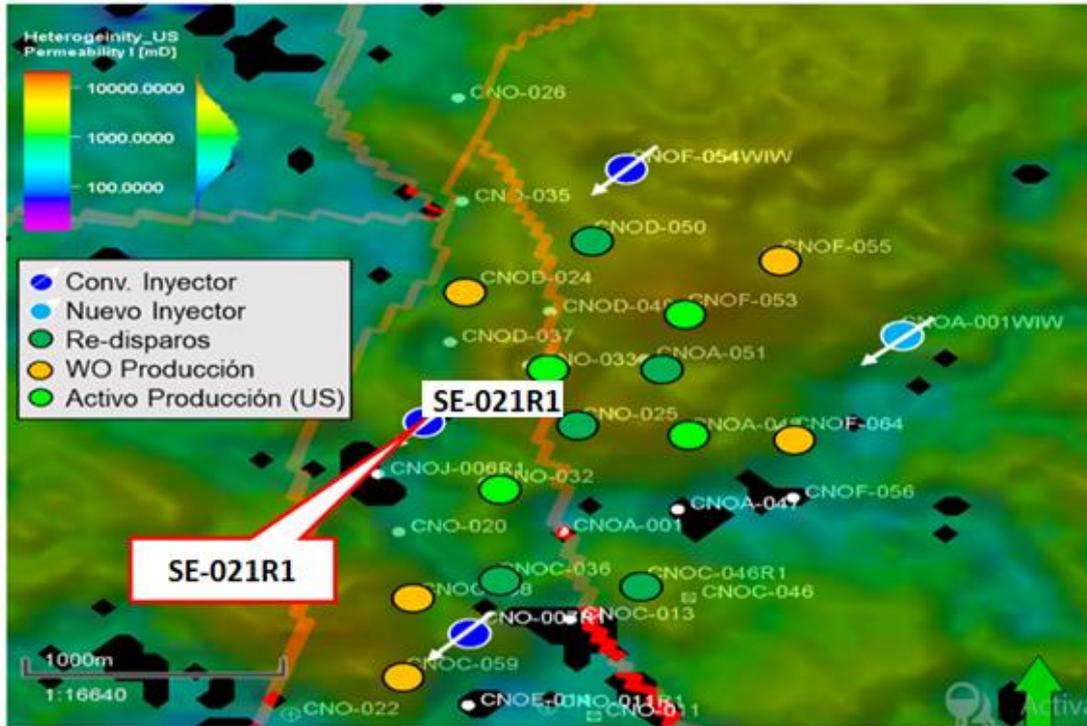


**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

### 3.2 ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD AREAL

Mediante el uso del modelo estático para el campo Santa Elena, se ha realizado un análisis de la heterogeneidad de la Arenisca U Superior en todas las áreas del campo como se puede observar en la figura 26.

**Fig. 26** Mapa de heterogeneidad – U Superior



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

### 3.3 ANÁLISIS DE HETEROGENEIDAD VERTICAL

Se han realizado diferentes análisis para poder predecir el comportamiento del agua inyectada en del reservorio. En la siguiente figura 27, puede apreciarse la distribución vertical del RQI índice de calidad de la roca para el área de Santa Elena.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}$$

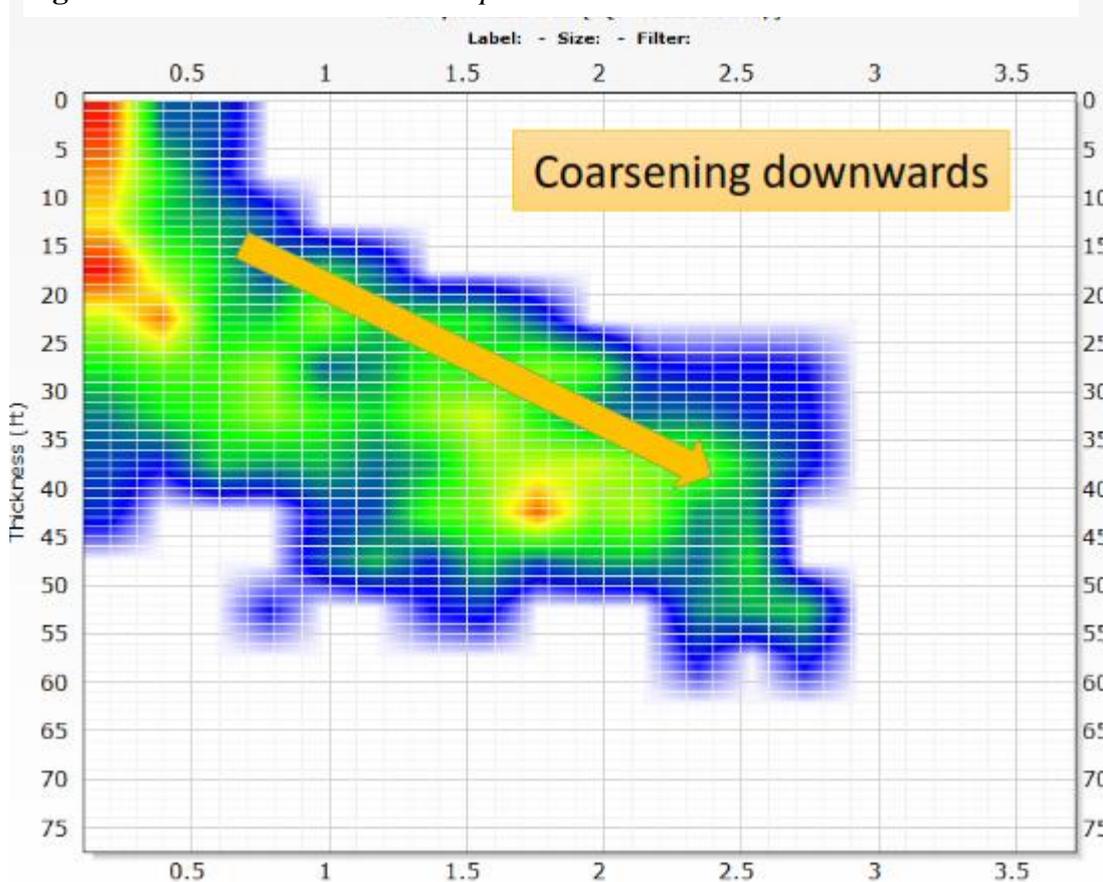
Ec. 7

Donde:

- RQI: Índice de calidad del reservorio
- K: Permeabilidad efectiva del reservorio
- $\phi_e$  : Porosidad efectiva

De acuerdo con los resultados obtenidos, puede concluirse que existen unas altas probabilidades que el agua inyectada se segregue dentro del reservorio (Figura 27).

**Fig. 27** Distribución Vertical del Tipo de Roca



**FUENTE:** Shaya Ecuador S.A.

### 3.4 SELECCIÓN DE POZOS ÁREA DE INYECCIÓN

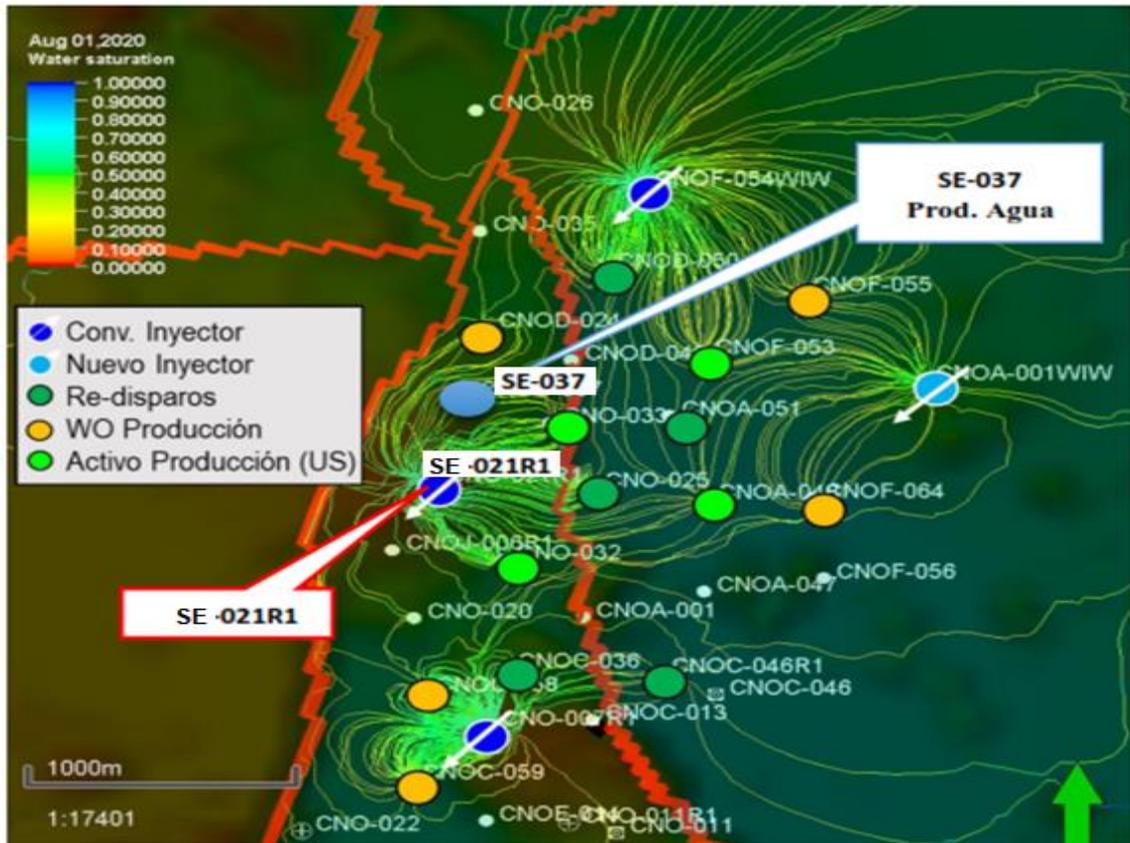
La selección de los pozos para el proyecto de inyección es una de las decisiones más importantes al diseñar un proyecto de inyección de agua. Para tener un buen volumen contactado dentro del reservorio, se deben cumplir con los siguientes criterios:

- a. Proveer suficiente capacidad de inyección para lograr el caudal de producción esperado.
- b. Maximizar la recuperación de petróleo con mínima producción de agua.
- c. Tomar ventajas de las heterogeneidades del reservorio (Tendencias de permeabilidad o fracturas).

- d. Ser compatible con el arreglo de pozos existentes y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- e. Permitir que el tiempo de fill-up se de en un tiempo razonable.

Para este proyecto se ha seleccionado el área siguiente ver (Figura 28):

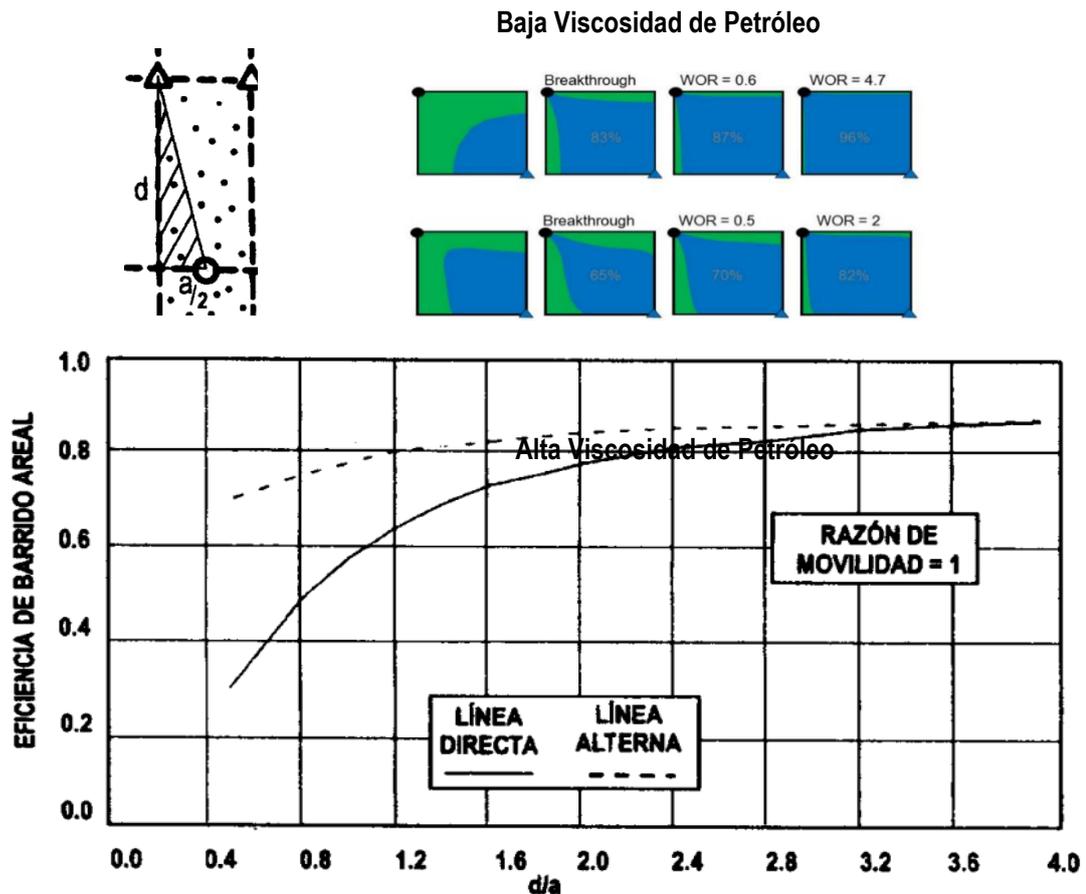
**Fig. 28** Área Piloto de Inyección de Agua: Campo Santa Elena: Ubicación del Pozo SE-21R1



**Fuente:** Shaya Ecuador S.A.

Los factores con mayor influencia para el arreglo seleccionado fueron: la manera con la cual el yacimiento U Superior fue producido, las tendencias de permeabilidad areal y vertical, las viscosidades de los fluidos, la incertidumbre que se tiene en las características geológicas y límites observados, la estructura del yacimiento. Para este proyecto puede considerarse como un arreglo en línea alterna, de esta manera el pozo productor queda ubicado en el centro de un rectángulo con su inyector en los vértices. Si se observa la figura 29, se tiene que el empuje en línea alterna tiene el efecto de aumentar significativamente con el tiempo la eficiencia de barrido areal, incluso después de la ruptura si se lo compara con el de empuje de línea directa.

Fig. 29 Área Piloto de Inyección de Agua: Campo Santa Elena



Fuente: Enhanced Oil Recovery, Larry Lake.

### 3.5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN POR INYECCIÓN DE AGUA-FACTOR DE RECOBRO

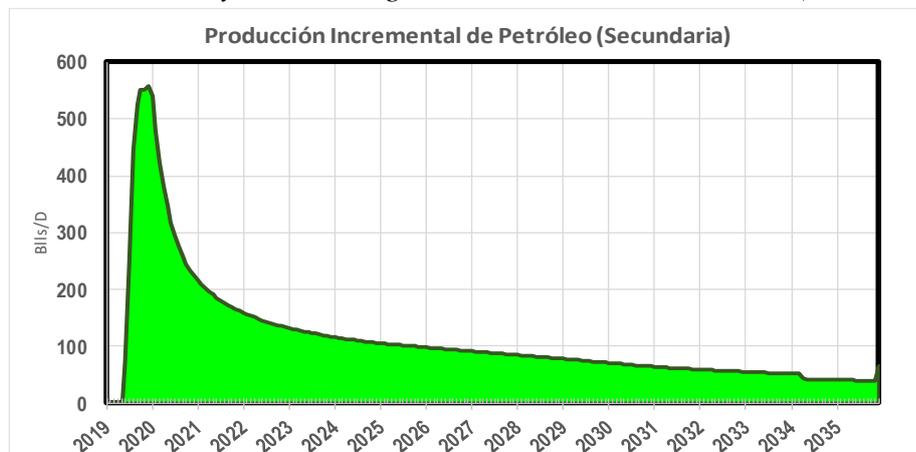
Se ha utilizado un modelo analítico de cálculo en el que se tiene en cuenta el mecanismo de desplazamiento para predecir el comportamiento de recuperación secundaria. Este método sirve para describir el desplazamiento de fluidos inmiscibles en un reservorio multicapas.

En este caso, se han utilizado las propiedades de PVT, permeabilidad relativa petróleo – agua y se ha discretizado la arenisca Napo U Superior en cuatro capas basadas en las propiedades petrofísicas de la zona.

Se ha utilizado un modelo probabilístico de simulación numérica en el que se tiene en cuenta el mecanismo de desplazamiento para predecir el comportamiento de recuperación secundaria acorde a las figuras 30, 31. Este método sirve para describir el desplazamiento de fluidos inmiscibles, de los resultados obtenidos se puede establecer lo siguiente:

- a. No hay periodo de fill up debido a la baja saturación de gas del reservorio. La liberación de gas disuelto en el reservorio es mínima por ser un petróleo de bajo contenido de gas disuelto y además está cerca de la presión de burbuja.
- b. La respuesta del proceso (incremento de presión y caudales de producción) se espera en un corto periodo de tiempo (1 – 2 meses).
- c. La irrupción del agua se verá aproximadamente entre los 45 y 90 días de comenzada la inyección debido al espaciamiento entre pozo inyector y productor, volumen poroso a contactar y calidad de roca.
- d. Es un proceso en el cual habrá una gran recirculación de fluidos debido a la alta viscosidad del petróleo.
- e. Se espera que el caudal de inyección pueda incrementarse luego del *breakthrough* ya que la movilidad al agua será más favorable.
- f. La relación de Inyección / Producción es aproximadamente 1,1. Es decir, se ha considerado pérdida de fluido fuera de la zona de interés.
- g. El volumen recuperable de petróleo a esperarse para el campo Santa Elena tomando en cuenta el pozo inyector SE-21R1 y sus pozos productores asociados es de aproximadamente 0.70 millones de barriles de petróleo (sin considerar riesgo geológico, operativo, etc).

**Fig. 30** Área Piloto de Inyección de Agua: Pronóstico de Producción (Caudales)



**FUENTE:** Shaya Ecuador S.A



### **3.6 CÁLCULO DE RESERVAS POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

Mediante la utilización de un modelo de simulación numérica en el que se tiene en cuenta el mecanismo de desplazamiento para predecir el comportamiento de recuperación secundaria y considerando inyección mediante el pozo SE-21RE, se esperaría que el volumen recuperable de petróleo en la zona del piloto sea de aproximadamente 0.7 millones de barriles de petróleo incremental comparado con el caso base (primaria).

El factor de recuperación incremental por secundaria estimado para la zona es de 2.26%, siendo la recuperación final por primaria más secundaria de alrededor del 4.5%.

## CAPÍTULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.1 CONCLUSIONES

- Mediante la implementación del proyecto de inyección de agua en el campo Santa Elena se logró incrementar el factor de recobro en un 2.26%, utilizando el patrón de inyección de línea alternada en el campo Santa Elena, la irrupción del agua inyectada ocurrió cuando se alcanza un 66% de saturación de agua, siendo la recuperación final entre producción primaria más secundaria fue alrededor del 4.5%.
- De acuerdo a los análisis PVT realizados a los pozos del campo Santa Elena se determinó que muestra un petróleo negro con bajas cantidades de gas.
- Debido a la evidente caída de presión registrada en el campo Santa Elena se requiere, convertir al pozo SE-37 de productor de petróleo a productor de agua en la arenisca Hollín Inferior para abastecer la inyección de agua al reservorio U Superior, lo que permitirá incrementar la producción de petróleo, mejorar el barrido y la recuperación de petróleo del yacimiento U Superior, cumpliendo la normativa ambiental.
- La estación de deshidratación más cercana es la estación Santa Elena ubicada aproximadamente a 1.2 Km al sureste del pozo SE-21RE. En dicha estación se procesan 6.0 MBAPD (Miles de barriles de agua por día). Sin embargo, no cuenta con un sistema de tratamiento para acondicionar el agua con la calidad necesaria para destinarla al proyecto piloto de inyección en Santa Elena. Por lo tanto, la opción de procesar y transportar agua desde la estación Santa Elena representaría mayor complejidad e infraestructura, con el riesgo de no poder abastecer un posible crecimiento del proyecto de inyección. Se planea como mejor alternativa la producción de agua de la arenisca Hollín Inferior, para suministrar el agua requerida por el proyecto durante los primeros años.
- El pozo SE-37 se encuentra en diferente plataforma a +/- 1200 metros del pozo inyector del proyecto piloto de recuperación mejorada SE-21RE, lo cual permite el transporte

del agua para lograr iniciar la inyección en menor tiempo asegurando el abastecimiento de agua en el corto plazo.

- El estado mecánico del Pozo SE-37 presenta las condiciones requeridas para poder realizar la conversión de productor de petróleo a productor de agua.
- De acuerdo con los resultados del análisis de compatibilidad entre Hollín Inferior y U Inferior (se utiliza U Inferior debido a que U Superior no contiene agua libre) de las muestras provenientes de los pozos SEI-042 Hollín Inferior y SE-009 U Inferior, de donde los resultados concluyen que la combinación es compatible hasta una relación v/v de 20% SE- 042 Hollín Inferior con 80% SE- 009 U Inferior a temperatura de 50° C, esto debido al incremento de la concentración de sólidos suspendidos. Además, compatible hasta una relación 30% SE-042 Hollín Inferior con 70% SE-009 U Inferior a temperatura de 60°C y 90°C, debido al incremento de la concentración de sólidos suspendidos. Por lo tanto, no existe problemas de incompatibilidad entre las areniscas “Hollín Inferior” y Napo “U Inferior” (que representa el agua de la arenisca “U Superior”), esto, sobre todo, considerando que la relación v/v será del 100% de agua de Hollín Inferior.
- Las buenas propiedades petrofísicas en Hollín Inferior y la capacidad de producción permitirán un estable abastecimiento de agua para el proyecto piloto de inyección de agua en la formación Napo U Superior en el corto plazo.
- El agua por inyectarse a la arenisca “U Superior” en el pozo SE - 21RE será proveniente del reservorio Hollín Inferior del pozo SE- 37. El agua de las areniscas Hollín Inferior y U Inferior (en representación de la U Superior) son compatibles por lo cual no se generarán problemas de decantación de sólidos durante el proceso de inyección de agua.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Es necesario la implementación del proyecto de inyección de agua debido al comportamiento de presiones en la arenisca U Superior del campo Santa Elena se puede observar que la presión actual promedio del campo está alrededor de 900 a 1100 psia evidenciando que ha disminuido aproximadamente en un 80% de la presión original de yacimiento (4.200 psia).
- Analizar el comportamiento de las presiones post inyección para determinar si la inyección en el pozo SE-37RE es eficiente para mejorar el desplazamiento.
- Se recomienda realizar las pruebas de desplazamientos de fluidos inmiscibles con la finalidad de determinar la eficiencia de barrido.
- Calibrar el modelo estructural para determinar la forma e incidencia de los acuíferos y así mejorar el factor de recobro por inyección de agua.
- Incrementar el número de pozos inyectoras para inyectar más agua y mejorar el barrido de petróleo remanente en el campo Santa Elena.
- Incrementar las facilidades en superficie para manejar el tratamiento de agua para inyectar.

### 4.3 REFERENCIAS

- Abou-Sayed, S. (2006). Water injection. 3, 1–9. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815905-7.00007-4>
- Abu-Al-Saud, M., Gmira, A., Al-Enezi, S., & Yousef, A. (2020). Pore-scale simulation of fluid flow in carbonates using micro-CT scan images. International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020. <https://doi.org/10.2523/iptc-19832-ms>
- Amaya, R., Nunez, G., Hernandez, J., Gambaretto, W., & Rubiano, R. (2009). 3D seismic application in remodeling brownfield waterflooding pattern. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 3(June), 1340–1346. <https://doi.org/10.2118/122932-ms>
- Baby Patrice, Rivadeneira Marco, B. R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. In octubre 2004 (Vol. 1). ECUADOR.
- Larry W. Lake, et al, Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineering.
- Mosavat, N., Torabi, F., & Zarivnyy, O. (2013). Developing new corey-based water/oil relative permeability correlations for heavy oil systems. Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2013, 1, 695–712. <https://doi.org/10.2118/165445-ms>
- Niño, L., Bonilla, F., Gil, L., Henao, W., Reina, J., Jimenez, E., & Vivas, P. (2020). Successful strategy for waterflooding project implementation in an extra heavy oil field. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2020-July. <https://doi.org/10.2118/198924-ms>
- Sitorus, J. H. H., Sofyan, A., & Abdulfatah, M. Y. (2006). Developing A Fractional Flow Curve from Historic Production to Predict Performance of New Horizontal Wells, Bekasap Field, Indonesia. (1), 1–4. <https://doi.org/10.2118/101144-ms>
- Solórzano, P., Ahmedt, D., Jaimes, C., Henao, W., Vega, S., Guerrero, C., ... Dueñas, D. (2018). Selectivizing a singled bed reservoir, a successfully application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project. Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference 2018. <https://doi.org/10.2118/191170-ms>
- Tarek Ahmed. (1992). Reservoir Engineering. In ELSEVIER (Ed.), Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Gulf Professional Publishing.
- Tillero, E., & Mogollon, J. L. (2017). An appropriate waterflood or waterdrive

performance analysis for any oil/water viscosity ratio. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 0, 1–16.  
<https://doi.org/10.2118/185465-ms>

VACA, J. C. G. (2010). Escuela politécnica nacional.

# ANEXOS

## ANEXO 1: REGLAMENTO AMBIENTAL (DE1215)

El presente estudio técnico para la Inyección de agua a través del pozo SE-21RE con la fuente de agua proveniente del pozo SE-37, se ciñe a las directrices de la Guía Metodológica para la preparación de los estudios técnicos de reinyección y lo estipulado en el Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador, DE1215 y que se enuncia a continuación:

Artículo 29 literal c):

c. Reinyección de aguas y desechos líquidos. - Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recurso geotérmico, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1 Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2 Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3 Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4 Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.”

El artículo 57 literal e) establece que: “Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales;

El artículo 23 establece que: “Calidad de equipos y materiales. - En todas las fases y operaciones de las actividades hidrocarburíferas, se utilizarán equipos y materiales que correspondan a tecnologías aceptadas en la industria petrolera, compatibles con la protección del medio ambiente; se prohíbe el uso de tecnología y equipos obsoletos”.

Además, el DE 1215, en su Artículo 61 se indica lo siguiente:

“Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectarse, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales; así como el gas natural producido en el área”

Acuerdo Ministerial 097A: Anexo 1 del libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente: Norma de Calidad Ambiental y de Descarga de Efluentes al Recurso Agua.

“La norma tiene como objeto la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, en lo relativo al recurso agua. El objetivo principal de la presente norma es proteger la calidad del recurso agua para salvaguardar y preservar los usos asignados, la integridad de las personas, de los ecosistemas y sus interrelaciones y del ambiente en general.”

## **ANEXO 2: MANEJO DEL AGUA USADA EN EL CAMPO SANTA ELENA**

El pozo SE -37 se encuentra ubicado en diferente plataforma (SE 24) del pozo SE -21RE (MONOPAD), donde la distancia en superficie de un pozo a otro es de +/- 1200 metros. El agua producida en el pozo SE -37 será bombeada por una bomba electro sumergible (BES) hasta la superficie y transportada por una línea construida entre las plataformas que conecta el pozo productor de agua SE-37 con el pozo inyector de agua SE -21RE. Cabe mencionar que los dos pozos se encuentran en diferentes plataformas por lo que usando la energía proporcionada por la BES instalada en el pozo SE - 37 se transportará el agua en el pozo SE - 21RE.

Las facilidades que se utilizarán para el transporte de fluido a ser inyectados desde el productor de agua (SE -37) hacia el inyector de agua (SE - 21RE), son las líneas aéreas (sobre marcos H) de baja presión existentes. Línea que forma parte de la resolución 586 (Licencias Ambientales). El fluido se enviará por la línea de baja presión desde el pozo

SE-37, el fluido a ser inyectado en el SE -21RE recibirá la presión adicional de inyección en la plataforma mediante el uso de una bomba de inyección.

En conclusión, el agua que produce actualmente el pozo SE-37 será transportada al pozo SE-21RE (inyector) a través de una línea existente, por tal razón dicha línea es una línea de transporte de fluidos y no se considera una línea de inyección ya que cuando el fluido llegue a la plataforma del pozo SE-21RE (inyector), se incrementará la presión para inyección a través del uso de bombas de superficie.

El agua producida de la arenisca Hollín Inferior es de muy buena calidad, no requiere equipos de separación de sólidos ni de hidrocarburos, solamente requiere un mínimo tratamiento químico en cabeza de pozo con productos químicos tales como inhibidores de escala, inhibidor de corrosión, dispersante de sólidos y biocidas para garantizar los parámetros óptimos de operación del sistema. Luego fluye a un medidor de flujo para *contabilizar el volumen de agua inyectado a la formación receptora, y finalmente es inyectada con la presión suministrada por la bomba de fondo del pozo productor de agua.*

