



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

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

ESTUDIO TÉCNICO DEL YACIMIENTO U INFERIOR, PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA DEL ACTIVO AUCA, CAMPO CHONTA
SUR, BLOQUE 61

AUTOR

VIDAL BORBOR JOSÉ STALIN

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO

TUTOR

Ing. Jorge Ordóñez, MSc.

La libertad, Ecuador

Año 2022



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

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación **Estudio técnico del yacimiento U inferior, para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua del activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61**, fue realizado en su totalidad por **VIDAL BORBOR JOSÉ STALIN**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Derecho.

TUTOR

Ing. Jorge Ordóñez, MSc.



Firmado electrónicamente por:

**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**

08 días del mes de abril del año 2022



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, VIDAL BORBOR JOSÉ STALIN

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, (Estudio técnico del yacimiento U inferior, para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua del activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61) 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. José Vidal Borbor



Firmado electrónicamente por:
**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA
ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, VIDAL BORBOR JOSÉ STALIN

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, (Estudio técnico del yacimiento U inferior, para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua del activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61) cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

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

EL AUTOR

Ing. José Vidal Borbor



Firmado electrónicamente por:

**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**



**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 (Estudio técnico del yacimiento U inferior, para La optimización de La producción en El proyecto de inyección de agua del activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61), presentado por el estudiante, VIDAL BORBOR JOSÉ STALIN fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 5%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Original

Document Information

Analyzed document	Urkund_JV.docx (D128484850)
Submitted	2022-02-21T16:44:00.0000000
Submitted by	Jorge
Submitter email	jordonez@upse.edu.ec
Similarity	5%
Analysis address	jordonez.upse@analysis.arkund.com

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**

Ing. Jorge Ordóñez, MSc.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme llegar a esta etapa de mi vida, por bendecirnos a lo largo de nuestro recorrido, por darnos la fortaleza en aquellos momentos difíciles que me impidieron desmayar.

Gracias a mis padres: Jose Vidal y Maritza Borbor; a mis hijos Bruce, Brianna, Samantha y Leah, por ser las principales fuentes de inspiración y motivación, para alcanzar esta meta profesional, a mis abuelos por los consejos, valores y principios que nos han inculcado.

Agradecemos a nuestros jefes laborales Shuber, Gregorio y Marcelino ingenieros del Activo Auca, de la Empresa Publica Petroamazonas, por haber puesto su confianza para participar en esta maestria en Petróleos, compartiendo sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra carrera, además y de manera especial, al master Ricardo Gallegos como promotor y coordinador de la maestria quien ha guiado con su paciencia, y su rectitud; a los compañeros del campo Auca por su importante aporte para nuestro trabajo de investigación.

José Stalin Vidal Borbor

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo mi amor a Dios que es mi fuente de vida, a mis padres Jose y Maritza, quienes, con su amor, y paciencia me apoyan siempre en mis proyectos profesionales para cumplir hoy un sueño más, pese a las adversidades que hemos pasado como familia.

A mis cuatro hijos Bruce, Brianna, Samantha y Leah que son mi fuente de inspiración y motivación para alcanzar mis metas planteadas.

A mis hermanos Marcia, Byron, y Grace, por su apoyo incondicional, durante todo este proceso universitario, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia porque siempre los tengo presente y que gracias a sus oraciones, y consejos hoy puedo alcanzar este objetivo propuesto.

Finalmente quiero dedicar este proyecto a todos mis conocidos y amigos, que depositaron su confianza en mí y por apoyarme cuando más los necesité, siempre los llevo en mi mente y corazón.

José Stalin Vidal Borbor



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA 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**



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

**Ing. Fidel V. Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:
**JORGE PAUL
ORDONEZ
ANDRADE**

**Ing. Jorge P. Ordoñez Andrade, MSc.
TUTOR**

**Adg. Victor Coronel Ortiz, Mgti.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**

ÍNDICE GENERAL

Contenido

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN	II
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	III
AUTORIZACIÓN	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AGRADECIMIENTO	VI
DEDICATORIA	VII
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
Índice de Tablas	XII
Índice de Figuras.....	XIII
RESUMEN	XVI
ABSTRACT.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	2
CAPITULO I: MARCO TEÓRICO	5
1.1 Planteamiento del Problema	5
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Especificos.....	5
1.3 Justificación	6
1.4 Hipótesis	7
CAPITULO II: DESARROLLO	8
2.1 Antecedentes.....	8

2.2	Ubicación.....	8
2.3	Síntesis Geología Regional.....	9
2.4	Estructura.....	10
2.5	Rocas Reservorio.....	10
2.6	Geología de la Formación Receptora - Bloque 61.....	11
2.7	Litología y Estratigrafía.....	12
2.8	Estructuras Geológicas en el Sitio de Inyección.....	14
2.9	Análisis Petrofísico – Pozo: Chonta Sur-5wiw.....	15
2.10	Evolución de Producción del Campo Chonta Sur.....	20
2.11	Mecanismo de Empuje.....	24
2.12	Comportamiento de Presión.....	24
2.13	Historial de Producción.....	25
2.14	Metodología.....	32
2.15	Determinar las Reservas de Petróleo del Campo Chonta Sur.....	33
2.15.1	Cálculo de Rservas probadas desarrolladas.....	33
2.16	Resumen Cálculo Reservas por Primaria (PDP).....	38
2.17	Determinar en qué Formación se realizará la Inyección de Agua.....	40
2.17.1	Análisis de Capas Impermeables entre la Formación Receptora con Estratos de “Agua Dulce”.....	40
2.18	Establecer los pozos candidatos para convertirlos en inyectoros.....	43
2.19	Calidad de Agua de Formación Productora Hollín Inferior.....	54
2.20	Inyección de Agua.....	66
2.20.1	Patron de inyeccion.....	66
2.20.2	Patrones de inyección regulares.....	66
2.21	Permeabilidad Relativa y Puntos Terminales.....	68
CAPITULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		70
3.1	Selección de Pozos Área de Inyección.....	70
3.2	Simular el Barrido de Petróleo en el Reservorio.....	72
3.3	Área de Inundación Estimada.....	73
3.4	Curva de Flujo Fraccional.....	75
3.5	Análisis de Heterogeneidad Areal.....	75

3.6 Análisis de Heterogeneidad Vertical	76
3.7 Predicción de Producción por Inyección de Agua.....	78
3.8 Predicción de Producción por Inyección de Agua-Factor de Recobro.....	79
CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
4.1 Conclusiones.....	84
4.2 Recomendaciones	85
Referencias.....	85
Anexos	88

Índice de Tablas

Tabla 1: Reservorios del Campo Chonta Sur	10
Tabla 2: Resultados de la Evaluación Petrofísica Pozo Chonta Sur-5wiw	17
Tabla 3: Chonta Sur-5wiw - Resultados Petrofísicos Intervalos Disparados	20
Tabla 4: Chonta Sur-5wiw: Topes Formacionales	20
Tabla 5: Estado Actual De Los Pozos Asociados Al Chonta Sur-5wiw – Abril 2020..	31
Tabla 6: Reservas Primarias Del Campo Chonta Sur.....	38
Tabla 7: Cálculo De Reservas Primarias Remanentes Mediante Declinación	39
Tabla 8: Registro De Producción En El Tanque Horizontal.....	46
Tabla 9: Prueba De Producción	47
Tabla 10: Prueba De Tasa De Flujo Paso A Paso.....	51
Tabla 11: Análisis De Físico-químico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior” (Comparación Con Tabla No 1 Del Tulsma: Criterios Para Calidad De Fuentes De Agua Para Consumo Humano Y Doméstico).....	54
Tabla 12: Análisis De Físico-Químico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior” (Comparación Con Tabla No 3 Del Tulsma: Criterios De Calidad De Agua Para Riego Agrícola	55
Tabla 13: Análisis De Físico-Químico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior” (Comparación Con Tabla No 5 Del Tulsma: Criterios De Calidad De Agua Para Uso Pecuario).....	55
Tabla 14: Análisis De Físico-químico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (Comparación Con Tabla No 1 Del Tulsma: Criterios Para Calidad De Fuentes De Agua Para Consumo Humano Y Doméstico).....	60
Tabla 15: Análisis De Físico-químico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (Comparación Con Tabla No 3 Del Tulsma: Criterios De Calidad De Agua Para Riego Agrícola).	60
Tabla 16: Análisis De Físico-químico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (Comparación Con Tabla No 5 Del Tulsma: Criterios De Calidad De Agua Uso Pecuario)	61
Tabla 17: Datos De Presión De Prueba De Inyectividad – Srt # 1 – Yacimiento U Inferior	63
Tabla 18: Datos De Presión De Prueba De Inyectividad – Srt # 2.....	65

Índice de Figuras

Fig. 1: Ubicación del Campo Chonta Sur Bloque 61	8
Fig. 2: Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente, Ecuador	9
Fig. 3: Secuencia Estratigráfica Generalizada de los Yacimientos de la Cuenca Oriente del Ecuador	11
Fig. 4: Contornos Estructurales – Tope Napo U Inferior	14
Fig. 5: Mapa de Isópacos U Inferior (pies)	15
Fig. 6: Mapa de Permeabilidad – Campo Chonta Sur U Inferior.....	17
Fig. 7: Evaluación Petrofísica Pozo Chonta Sur-5wiw	18
Fig. 8: Correlación Estructural Yacimiento U Inferior, Chonta Sur-5wiw	19
Fig. 9: Correlación Estructural Yacimiento Hollín Inferior, Chonta Sur-5wiw.....	19
Fig. 10: Campo Chonta Sur: Historial de Producción.....	21
Fig. 11: Campo Chonta Sur: Historial de Producción Yacimiento U Inferior	22
Fig. 12: Campo Auca: Evolución de Producción Acumulada de Agua U Inferior	22
Fig. 13: Campo Chonta Sur: Evolución de Producción de Petróleo y Pozos Productores Activos – U Inferior.....	23
Fig. 14: Campo Chonta Sur: Mecanismo De Empuje Yacimiento U Inferior	24
Fig. 15: Campo Chonta Sur: Comportamiento De Presión De Reservorio – U Superior	25
Fig. 16: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-5	26
Fig. 17: Historial De Inyección Del Pozo Chonta Sur-5wiw	26
Fig. 18: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-4	27
Fig. 19: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-11	28
Fig. 20: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-12	29
Fig. 21: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-13H.....	30
Fig. 22: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-16	31
Fig. 23: Proceso Metodológico Para Simular La Producción Por Inyección De Agua..	32
Fig. 24: Chonta Sur-5: Análisis Declinatorio	33
Fig. 25: Chonta Sur-4: Análisis Declinatorio	34
Fig. 26: Chonta Sur-11: Análisis Declinatorio.....	34

Fig. 27: Chonta Sur-13h: Análisis Declinatorio	35
Fig. 28: Chonta Sur-12: Análisis Declinatorio	36
Fig. 29: Chonta Sur-16: Análisis Declinatorio	37
Fig. 30: Chonta Sur Yacimiento U Inferior - Petróleo Original In Situ	38
Fig. 31: Columna Con Detalle De Aislamiento De La Napo U	40
Fig. 32: Zona Piloto: Corte Estructural - Dirección Norte - Sur	42
Fig. 33: Zona Piloto: Corte Estructural - Dirección Este – Oeste	42
Fig. 34: Estado Mecánico Actual Del Pozo Chonta Sur-5wiw	51
Fig. 35: Registro Cemento Y Corrosión – U Inferior (Tomado En Revestidor De 7”) .	53
Fig. 36: Volumen De Agua Estimado En Estación Cononaco	58
Fig. 37: Srt #1 En La Yacimiento U Inferior Con Respecto Al Tiempo.....	63
Fig. 38: Resultados Srt #1 En La Yacimiento U Inferior	64
Fig. 39: Resultados Srt #2, En La Yacimiento U Inferior	65
Fig. 40: Patrones Regulares De Pozos.....	67
Fig. 41: Curvas Permeabilidad Relativa Recopiladas	68
Fig. 42: Resumen De Puntos Terminales	68
Fig. 43: Área Piloto De Inyección De Agua: Campo Chonta Sur: Ubicación Del Pozo Chonta Sur 5 Wiw.....	70
Fig. 44: Distanciamiento Entre Chonta Sur 5wiw A Los Productores En Campo Chonta Sur.....	71
Fig. 45: Mapa Vial: Pozo Inyector Chonta Sur-5wiw	72
Fig. 46: Área Piloto De Inyección De Agua: Campo Chonta Sur.....	73
Fig. 47: Polígono De Afectación Por Efecto De Inyección De Agua - Área De Inundación De U Inferior En Campo Chonta Sur.....	74
Fig. 48: Curva De Flujo Fraccional Napo U Inferior	75
Fig. 49: Mapa De Heterogeneidad – U Inferior	76
Fig. 50: Distribución Vertical Del Tipo De Roca	77
Fig. 51: Chonta Sur 5 Wiw – Técnicas De Lorentz Modificado.....	77
Fig. 52: Área Piloto De Inyección De Agua: Pronóstico De Producción (Caudales) ..	78
Fig. 53: Área Piloto De Inyección De Agua: Pronóstico De Producción (Acumulada)	79
Fig. 54: Ajuste De Historia Yacimientos U Superior E Inferior Campos Cononaco-Rumiyacu-Chonta Sur.....	80

Fig. 55: Gráfico De Tornado Para Análisis De Variables Con Mayor Incertidumbre y Corridas Para Escenarios Probabilísticos	81
Fig. 56: Predicciones Probabilísticas Producción Y Presión Caso Primaria/Inyección De Agua Yacimientos U Inferior Campo Chonta Sur.....	82
Fig. 57: Líneas De Flujo Del Volumen A Contactar Por La Inyección (Modelo Diferencias Finitas).....	83

RESUMEN

En la actualidad el campo Chonta Sur presenta una disminución aproximadamente un 70% de la presión original de yacimiento (3,900 psia). La presión del yacimiento antes de la inyección de agua fue establecida alrededor de 1,160 psia; esta importante disminución de presión causó una caída significativa de la productividad de los pozos productores. Con la finalidad de incrementar la producción del campo se propone realizar el estudio técnico de las reservas del yacimiento Napo U Inferior para optimización de producción en el proyecto de inyección de agua en el activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61; se implementó el proyecto de inyección de agua para incrementar La producción de petróleo. El volumen recuperable de petróleo incremental para el campo Chonta Sur, tomando en cuenta el pozo inyector Chonta Sur-5WIW y sus pozos productores asociados es de aproximadamente 1.66 millones de barriles de petróleo considerando riesgo geológico y operativo.

Palabras claves: Producción, Recuperación secundaria, Petróleo.

ABSTRACT

Currently, the Chonta Sur field shows a decrease of approximately 70% of the original reservoir pressure (3,900 psia). Reservoir pressure prior to water injection was set at around 1,160 psia; this important decrease in pressure caused a significant drop in the productivity of the producing wells. In order to increase field production, it is proposed to carry out a technical study of the reserves of the Napo U Inferior field to optimize production in the water injection project in the Auca asset, Chonta Sur field, Block 61; The water injection project was implemented to increase oil production. The incremental recoverable oil volume for the Chonta Sur field, taking into account the Chonta Sur-5WIW injection well and its associated producing wells, is approximately 1.66 million barrels of oil considering geological and operational risk.

Keywords: Production, Secondary recovery, Oil.

INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de disminuir la incertidumbre durante el proceso de implementación de un proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en la yacimiento U Inferior en el campo Chonta Sur ubicado en el Bloque 61, principalmente es importante la implementación de un proyecto piloto, el cual ayudará a monitorear el comportamiento de inyección de agua y el barrido de petróleo.

En la campo Chonta Sur se ha determinado la necesidad de aplicar la inyección de agua, esto debido al agotamiento de presión en la yacimiento U Inferior y disminución del factor de recobro. El mecanismo de producción primaria es expansión roca y fluidos, el cual es el más ineficiente en cuanto a factor de recobro y mantenimiento de presión.

Se han considerado varios elementos de acuerdo con (Wei et al., 2016), para el desarrollo del proyecto con el objetivo de de optimizar el desarrollo del campo Chonta Sur:

- Aumento de producción de petróleo.
- Conectividad de reservorio.
- Manejo de la saturación de agua.
- Incremento Factor de recobro por medio de la recuperación secundaria.
- Extensión de la vida del reservorio.
- Posibilidades de agregar desarrollo del área.
- Petróleo remanente por contactar.
- Disponibilidad de fuentes de agua.
- Licencias ambientales.

Al analizar el comportamiento de presiones en la zona norte en la yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur, se pudo observar que disminuyó aproximadamente en un 70% de la presión original de yacimiento (3,900 psia). La presión del yacimiento antes de la inyección secundaria estaba alrededor de 1,160 psia, dato que corresponde a la presión estática adquirida por el sensor de la bomba electrosumergible en el pozo Chonta Sur-4 en abril 2019, corregida al datum. Esta importante disminución de presión causó una caída significativa de la productividad de los pozos en producción en su momento. La formación Napo-U Inferior en el Campo Chonta Sur tiene un POES (Petróleo Original En Sitio) estimado de 23 MMBP (Millones de barriles de petróleo). El acumulado de

producción a diciembre del 2019 fue de 0.797 MMBP para el reservorio U Inferior (mes antes de la implementación del piloto de inyección de agua), lo cual arrojaba un bajo factor de recobro del 3.3%.

La última producción registrada de la yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur, en etapa de producción primaria (antes de la influencia de la inyección), fue de 222 BPPD (Barriles de petróleo por día) con un corte de agua del 1.5%, el 25 de enero del 2020, proveniente de los pozos Chonta Sur-4 y Chonta Sur-16.

Con la finalidad de evaluar la yacimiento U Inferior y establecer una estrategia para desarrollar las reservas remanentes mediante recuperación secundaria, se ejecutó el trabajo de reacondicionamiento del pozo productor Chonta Sur-5, ubicado en la plataforma Chonta Sur-1, para convertirlo a inyector de agua en la yacimiento U Inferior, utilizando el agua de producción del mismo pozo proveniente de la yacimiento Hollín Inferior. Para cumplir este propósito se instaló una completación Dump Flooding, cuya descripción se encuentra en el Anexo 1, y el esquema del proceso de sistema inyección – producción se detalla en el Anexo 2. Así mismo se ejecutaron intervenciones con equipo “Workover” (WO) relacionadas con los pozos productores de petróleo cercanos al pozo inyector para poder drenar las reservas de la yacimiento U Inferior.

De acuerdo con (Guest et al., 2019), el diseño de la completación de los pozos de inyección de agua juega un papel clave en la recuperación de petróleo durante la inyección de agua. Un diseño inadecuado puede resultar en un alto costo, poca eficiencia de barrido y baja inyectividad.

Un factor clave que afecta el éxito de una inyección de agua es el diseño completo del suministro de agua en los pozos de inyección. Se han desarrollado procesos para seleccionar los diseños de la completación que consisten en adquisición datos, análisis y evaluación de alternativas de terminación.

El trabajo de reacondicionamiento en el pozo productor Chonta Sur-5 para convertirlo a pozo de doble función, productor de agua de la yacimiento Hollín Inferior en los intervalos 10,808pies – 10,822pies (14pies) MD (measured depth) y 10,828 pies – 10,865 pies, e inyector de agua a la yacimiento U Inferior en el intervalo 10,238 pies – 10,254 pies (16 pies) MD (measured depth) (reclasificado, según Oficio MERNNR-SEEPGN-

2020-0157-RM, como Chonta Sur-5WIW) finalizó el 24 de enero de 2020. En este trabajo se realizaron pruebas de inyectividad y de presión para asegurar las condiciones óptimas de inyección en este pozo. En cuanto a los pozos productores cercanos al pozo inyector Chonta Sur-5WIW, se realizaron dos cambios de zona de la yacimiento Hollín Superior a yacimiento U Inferior en los pozos Chonta Sur-16 y Chonta Sur-12, por la baja productividad de Hollín Superior y reservas asociadas a esta. Adicionalmente, se reactivaron los pozos Chonta Sur-11, que había quedado inactivo el 8 de octubre del 2020 y Chonta Sur-13H, igualmente quedó inactivo el 10 de agosto del 2019. Finalmente, se intervino el pozo Chonta Sur-4 para instalar bomba de levantamiento artificial con mayor capacidad de extracción.

La conversión ejecutada del pozo Chonta Sur-5WIW de productor de petróleo a inyector de agua para recuperación secundaria, se realizó con el objetivo de incrementar la presión de reservorio y así poder producir las reservas remanentes en la yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

1.1 Planteamiento del Problema

Durante los últimos años las actividades del Activo Auca, Bloque 61 – Chonta Sur, de la Empresa Pública Petroecuador, inició el Proyecto de Inyección de agua en la Yacimiento Napo U inferior como técnica de recuperación secundaria común pozo inyector CHSA-005 WIW. Se ha determinado la necesidad de inyección de agua, principalmente, por el agotamiento de presión en La yacimiento U Inferior y el bajo factor de recobro. El mecanismo de producción primaria es por expansión roca y fluidos, el cual es ineficiente em cuanto a factor de recobro y mantenimiento de presión. Al analizar el comportamiento de presiones en la zona norte en el yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur, se observó que la presión disminuyó aproximadamente en un 70% de la presión original de yacimiento (3,900 psia). La presión de reservorio antes de la inyección secundaria fue alrededor de 1,160 psia, dato que corresponde a la presión estática adquirida por el sensor de la bomba electrosumergible en el pozo Chonta Sur-4 en abril 2019, corregida al datum. Esta importante disminución de presión causó una caída significativa de la productividad de los pozos en producción. La formación Napo-U Inferior en el Campo Chonta Sur tiene un POES estimado de 23 MMBP. El acumulado de producción a diciembre del 2019 fue de 0.797 MMBP para el yacimiento U Inferior (fecha antes de la implementación del piloto de inyección de agua), lo cual mostraba un bajo factor de recobro del 3.3%.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Realizar el estudio técnico de las reservas de la yacimiento Napo U Inferior para optimización de producción en el proyecto de inyección de agua en el del activo Auca, campo Chonta Sur, Bloque 61.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar las reservas del yacimiento Napo U Inferior del activo Auca, campo Chonta Sur.

- Comparar el incremental de producción obtenidos de los pozos de drenaje de la Yacimiento Napo U inferior vs los obtenidos antes de la implementación del proyecto de inyección de agua.
- Mediante los resultados obtenidos de los modelos de simulación numérica con escenarios probabilísticos, realizar los cálculos de reservas por recuperación primaria, los cálculos de reservas por recuperación secundaria.

1.3 Justificación

Debido a la baja producción que muestra el campo Chonta Sur, es necesario implementar un proyecto de inyección de agua que permita incrementar las tasas de producción, y a su vez el factor de recobro del campo ya que actualmente el FR (factor de recobro) del campo es bajo.

Ademas de la caída producción, la presión es otro de los factores de primordial importancia en este estudio, ya que durante la inyección de agua también se logra incrementar la presión, lo que conlleva a realizar un mejor desplazamiento de fluidos, disminuyendo el volumen de petróleo remanente en el reservorio e incrementando la eficiencia areal de barrido.

Como parte de los indicadores del activo Auca es importante incrementar el factor de recobro del campo Chonta Sur y por ende la producción, con la finalidad de mejorar los reportes de las tasas de producción.

El incremento de la producción de petróleo del campo Chonta Sur, es importante para el desarrollo económico del estado Ecuatoriano, desde el punto de vista económico, el proyecto tiene un impacto positivo, generando beneficios para las finanzas del país.

1.4 Hipótesis

Hipótesis	Variable de la hipótesis: X, Y	Indicadores de cada variable:
<p>La determinación de la eficiencia del barrido y La interpretación de los modelos de simulación numérica con escenarios probabilísticos, influirá en la optimización de producción de pozos de la yacimiento Napo U Inferior.</p>	<p>X: determinación de eficiencias de barridos</p> <p>Y: Interpretación de cálculos de reservas.</p>	<p>X1: Seguimiento de producción</p> <p>X2: Cálculos de eficiencia del barrido</p> <p>Y1: Cálculos de reservas por recuperación primaria.</p> <p>Y2: Cálculos de reservas por recuperación secundaria</p>

CAPÍTULO II: DESARROLLO

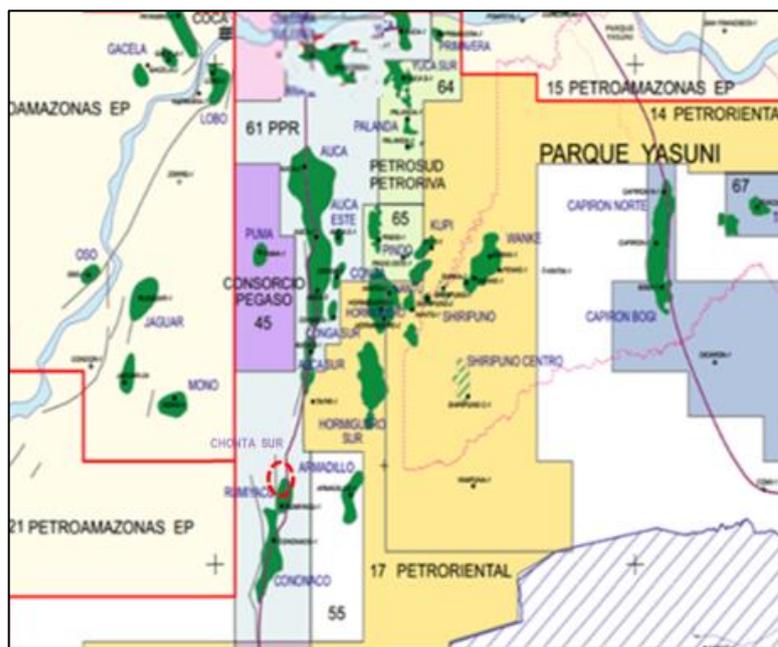
2.1 Antecedentes

El campo Chonta Sur fue descubierto por Petroamazonas con El pozo Chonta Sur-1, cuya perforación inició en agosto del 2014 y finalizó con su completación en septiembre del 2014. Alcanzó una profundidad de 11,562 ft, su producción inicial fue de 1,532 BPPD a flujo natural de yacimiento Hollín Inferior, con una gravedad de 33.3° API.

2.2 Ubicación

El campo Chonta Sur se encuentra localizado en el Corredor Sacha – Shushufindi, al sur de la Cuenca Oriente en la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, limitando al norte con la estructura Chonta Este y al sur con la estructura Cononaco – Rumiyaçu. El campo Chonta Sur se encuentra delimitado en un área de 29.0627 Km². Geológicamente, es un anticlinal asimétrico de dirección preferencial NE-SW de aproximadamente 3 km de largo por 2 km de ancho. Se probó esta estructura con el pozo Chonta Sur 1.

Fig. 1: Ubicación Del Campo ChontaSur Bloque 61



Fuente: Petroamazonas EP

2.3 Síntesis Geología Regional

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 8,000 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 CHONTA SUR 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	
CENOZOICO	TERCIARIO	EOCENO	TIYUYACU				CAPAS ROJAS	
				TENA				CAPAS ROJAS
	MESOZOICO	CRETACICO	APT./ALB. CENOMANIANO - CAMPANIANO	NAPO	BASAL TENA	10	20	
					ARENA M-1			ARENISCA CUARZOSA
					CALIZA M-2			ARCILLITAS GRESIS OSCURAS
					ARENA M-2			CALIZA MICRITICA
					CALIZA "A"			ARENISCA GLAUCONITICA
					ARENA "U"			CALIZA MICRITICA
					CALIZA "B"			ARENISCA CUARZOSA
					ARENA "T"			ARCILLITAS GRESIS OSCURAS
					BASAL NAPO			ARENISCA CUARZOSA
					HOLLIN			ARENISCA CUARZOSA
	PRE - CRETACICO			HOLLIN SECUNDARIO	80	13	INTERCALACIONES ARENISCAS CALIZAS Y ARCILLITAS	
			HOLLIN PRINCIPAL			ARENISCA CUARZOSA		

Fuente: Petroamazonas EP.

Los principales reservorios hidrocarbúferos en el campo Chonta Sur, se localizan dentro de las formaciones Hollín y Napo, se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Reservorios del Campo Chonta Sur

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

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.4 Estructura

La estructura Chonta Sur tiene una orientación Noreste - Suroeste, 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 Chonta Sur está compuesta por un alto estructural limitado por una falla inversa al oeste. El espesor de yacimiento "U" Inferior varía entre 10' y 40' (3.05 - 12.20 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 Chonta Sur constituye un anticlinal asimétrico, con una orientación estructural general de dirección Noreste - Suroeste. Esta estructura ha sido detectada inicialmente mediante la interpretación de la sísmica 2D y posteriormente por la 3D.

2.5 Rocas Reservorio

Las principales rocas reservorio, involucran las facies arenosas presentes en las formaciones Hollín y Napo según (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

El yacimiento “U”, está compuesta por dos miembros: Inferior y Superior. La composición de estos yacimientos 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.

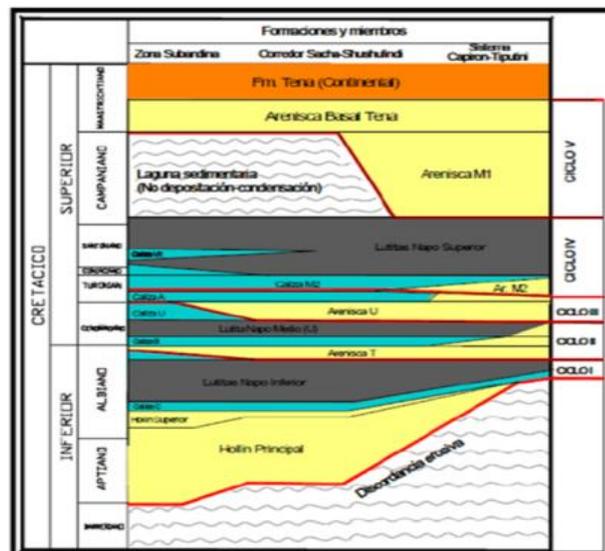
2.6 Geología de la Formación Receptora - Bloque 61

A continuación, en la figura 3 se establece la secuencia estratigráfica de los yacimientos de la cuenca oriente, los cuales se mencionan a continuación:

Formación Napo

- **U Superior y T Superior:** el ambiente de depósito es de plataforma marina, que constituyen yacimientos de mala calidad, en ciertos sectores existe la presencia de canales arenosos con propiedades petrofísicas buenas y que tiene potencial como reservorio es el caso de las arenas U superior en el área de Cononaco
- **Yacimiento U Inferior:** ambiente de depósito estuarino dominado por mareas.
- **Yacimiento T Inferior:** ambiente de depósito estuarino, con subambientes de canales influenciados por mareas, depósitos de barra de marea y planicie arenosa.

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



Fuente: Petroamazonas EP.

Formación Hollín

- **Hollín Superior:** la parte inferior corresponde a depósitos de playa del táico-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.

2.7 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 (Baby Patrice, Rivadeneira Marco, 2004).

- **Yacimiento U Superior:** yacimiento cuarzosa, blanca, gris verdoso, transparente a translúcida, friable, grano fino a medio, redondeada a subredondeada, moderadamente consolidada, regular sorteamiento, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad inferida, con presencia de glauconita. Presencia de hidrocarburo en forma de puntos y manchas café obscuro / negro. Fluorescencia natural amarillo pálido, fluorescencia al corte moderadamente rápido, blanco lechoso, nuboso a correntoso, intensidad débil, anillo residual con Luz UV. Grueso, amarillo verdoso, anillo residual bajo luz natural delgado, café claro. Pobre presencia de hidrocarburos.
- **Yacimiento U Inferior:** yacimiento cuarzosa, gris, café clara, blanca, transparente a translúcida, friable, grano medio, redondeada a subredondeada, friable a moderadamente consolidada, regular sorteo, matriz caolinítica, en parte cemento calcáreo, pobre porosidad inferida, con presencia de hidrocarburo en forma de puntos y mancha negro, fluorescencia natural amarillo pálido, fluorescencia al corte rápido, blanco lechoso, correntoso, intensidad fuerte. Anillo residual con Luz UV Grueso, amarillo verdoso, anillo residual bajo luz natural grueso, café claro. Regular presencia de hidrocarburo.

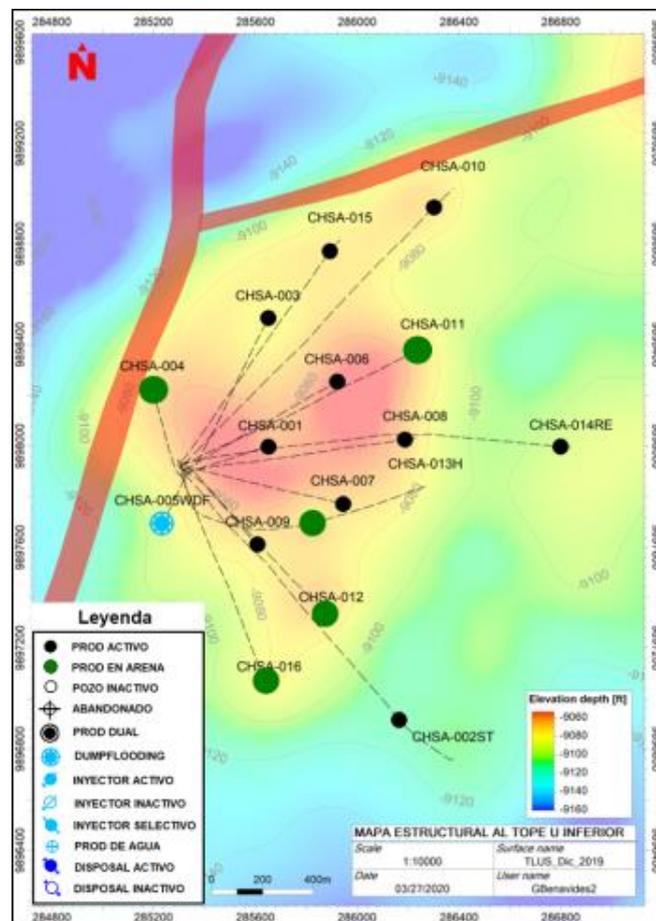
- **Yacimiento T Superior:** yacimiento cuarzosa, gris clara, gris verdoso, transparente a translúcida, grano fino a medio, redondeada a subredondeada, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz argilacea, cemento calcáreo, con presencia de glauconita, pobre porosidad inferida. Sin presencia de hidrocarburo.
- **Yacimiento T Inferior:** yacimiento cuarzosa, gris clara, transparente, grano fino a medio, redondeada a subredondeada, friable a moderadamente consolidada, regular clasificación, matriz caolinítica, cemento no visible. pobre porosidad inferida. Presenta manifestación de hidrocarburo color negro, en manchas y puntos, fluorescencia natural amarillo dorado, fluorescencia al corte moderadamente rápido, blanco lechoso, correntoso, intensidad débil, anillo residual con Luz UV Grueso, amarillo verdoso, anillo residual bajo luz natural delgado, café claro. Pobre presencia de hidrocarburo.
- **Yacimiento Hollín Superior:** cuarzosa, gris, transparente a translúcida, friable a suelta, de grano fino a medio, redondeado a subredondeada, buena selección, matriz argilacea, cemento calcáreo, regular porosidad inferida, asociada a glauconita. Presenta manifestación de hidrocarburo color negro a café oscuro, en manchas y puntos, fluorescencia natural amarillo pálido, fluorescencia al corte lento, blanco lechoso, correntoso, débil, anillo residual con luz natural café claro, delgado. Pobre manifestación de hidrocarburo
- **Yacimiento Hollín Inferior:** Yacimiento cuarzosa, gris clara, translúcida, friable a moderadamente consolidada, de grano fino a medio, redondeado a subredondeada, regular sorteo, matriz caolinítica, cemento no visible, regular porosidad inferida, asociada con caolín. Manifestación de hidrocarburo en manchas y puntos, café oscuro a negro, fluorescencia natural, amarillo dorado, fluorescencia al corte rápido, blanco lechoso, correntoso, fuerte, anillo residual con luz ultravioleta amarillo pálido, grueso, anillo residual con luz natural café claro delgado. Pobre manifestación de hidrocarburo.

2.8 Estructuras Geológicas en el Sitio de Inyección

El campo Chonta Sur es una estructura anticlinal de aproximadamente 4.8 km de longitud, elongado en dirección NNE-SSO (ver Anexo 4), 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 (Baby, Ribadeneira & Barragán, 2014, LA CUENCA ORIENTE: Geología y Petróleo). En menor grado parte de su morfología actual está relacionada a procesos de compactación, con un cierre estructural dado por la curva - 9,010' pies TVDSS.

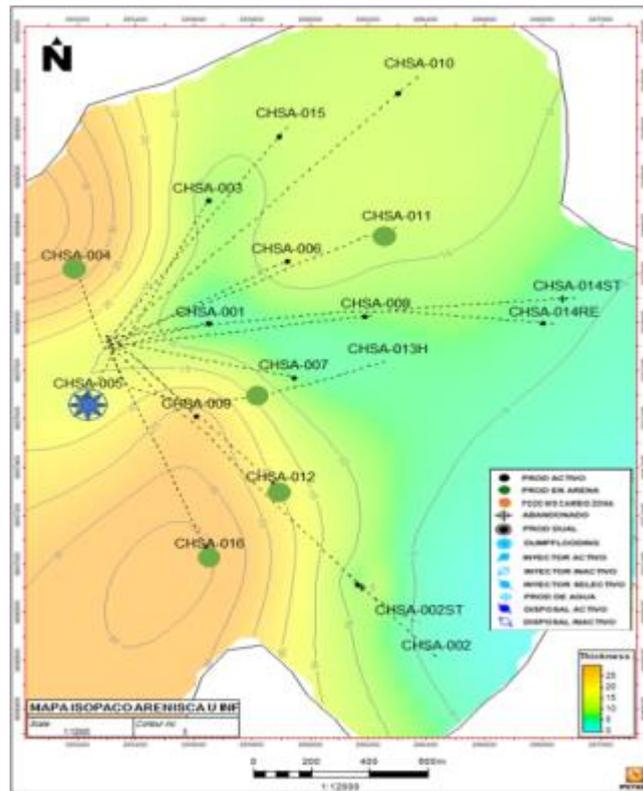
En el mapa de Contornos Estructurales (Figura 4), se observa claramente el alto estructural del Campo Chonta Sur, en la figura 5, se muestra el mapa isopaco de la formación U inferior. El pozo Chonta Sur - 05 está ubicado hacia el sur oeste de la estructura del anticlinal Chonta Sur.

Fig. 4: Contornos Estructurales – Tope Napo U Inferior



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Fig. 5: Mapa de Isópacos U Inferior (pies)



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.9 Análisis Petrofísico – Pozo: Chonta Sur-5wiw

El procedimiento de análisis petrofísico utilizado para todos los pozos del campo Chonta Sur 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 (R_w) es calculada en base a las salinidades (ppm NaCl) proveniente de agua de producción de cada yacimiento del campo Chonta Sur.
 - Hollín Inferior: 300 ppm
 - Hollín Superior 2,000 ppm
 - T Superior: 20,000 ppm
 - T Inferior: 15,000 ppm
 - U Superior y Inferior: 20,000 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 R_{sh} .

$$\frac{\phi_i^m}{a * R_w * (1 - V_{sh})} * S_w^2 + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} * S_w - \frac{1}{R_t} = 0$$

Donde:

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación

R_t = resistividad de formación verdadera (ej., inducción profunda o laterolog profundo corregido por invasión)

ϕ = porosidad

R_{shale} = resistividad de una zona arcillosa

V_{shale} = volumen de arcilla

$$BVWE = S_{we} * \phi_e$$

- Ecuación de Permeabilidad utilizada: Coates

$$PERM = k_c * PHI_e^4 * \left(\frac{1 - S_w}{S_w}\right)^2$$

Donde:

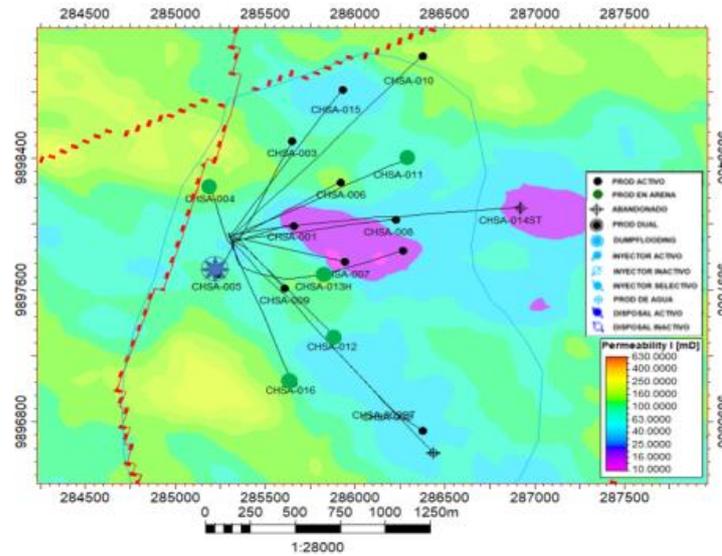
K_c = Constantes de Coates

PHI_e = Porosidad Efectiva.

S_w = Saturación de Agua Irreducible.

Utilizando la ecuación de Coates para medir la permeabilidad se generó el mapa de permeabilidades del reservorio U inferior, tal como se muestra en la figura 6.

Fig. 6: Mapa de Permeabilidad – Campo Chonta Sur U Inferior



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

- Cutoffs utilizados:

- $V_{sh} \leq 32\%$
- $PHIE_D \geq 7\%$
- $S_w \leq 40\%$

Con este procedimiento la evaluación petrofísica correspondiente al pozo Chonta Sur -5 se muestra a continuación en la tabla 2:

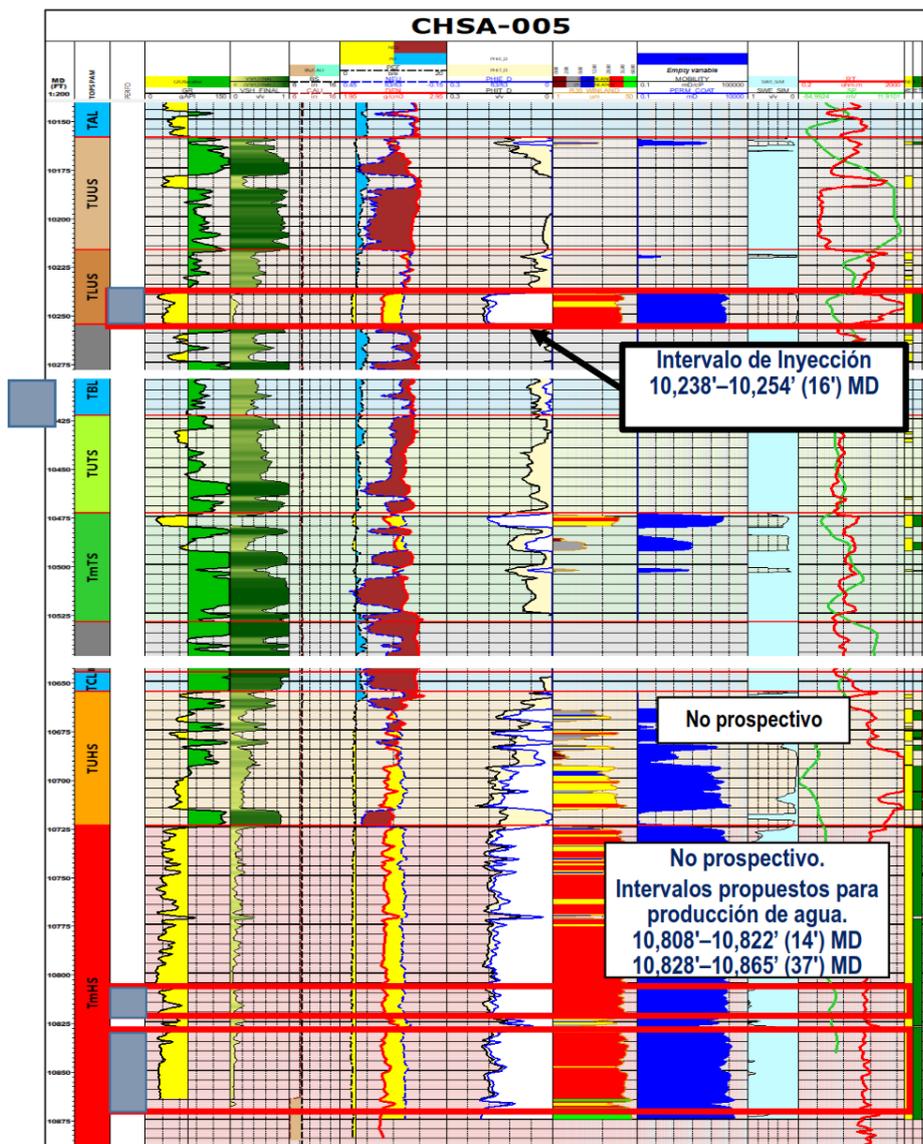
Tabla 2: Resultados de la Evaluación Petrofísica Pozo Chonta Sur-5wiw

YACIMIENTO	TOPE MD (PIES)	BASE MD (PIES)	GROSS (PIES)	Ho (PIES)	POR (%)	Sw (%)	Vsh (%)
U Superior	10,158	10,216	58	1.5	9.4	11.1	32.8
U Inferior	10,216	10,254	38	15.7	17.6	3.3	7.5
T Superior	10,422	10,472	50	0	-	-	
T Inferior	10,472	10,528	56	9.7	12.3	24.7	14.0
H Superior	10,654	10,723	69	34.2	13.7	15.7	12.7
H Inferior	10,723	-		148.0	15.9	8.8	10.4

De acuerdo con los valores calculados de diferentes propiedades petrofísicas, a saber, porosidad final, permeabilidad horizontal, volumen de lutita y saturación de agua, resultan del uso de múltiples fórmulas empíricas, suposiciones y factores de corrección.

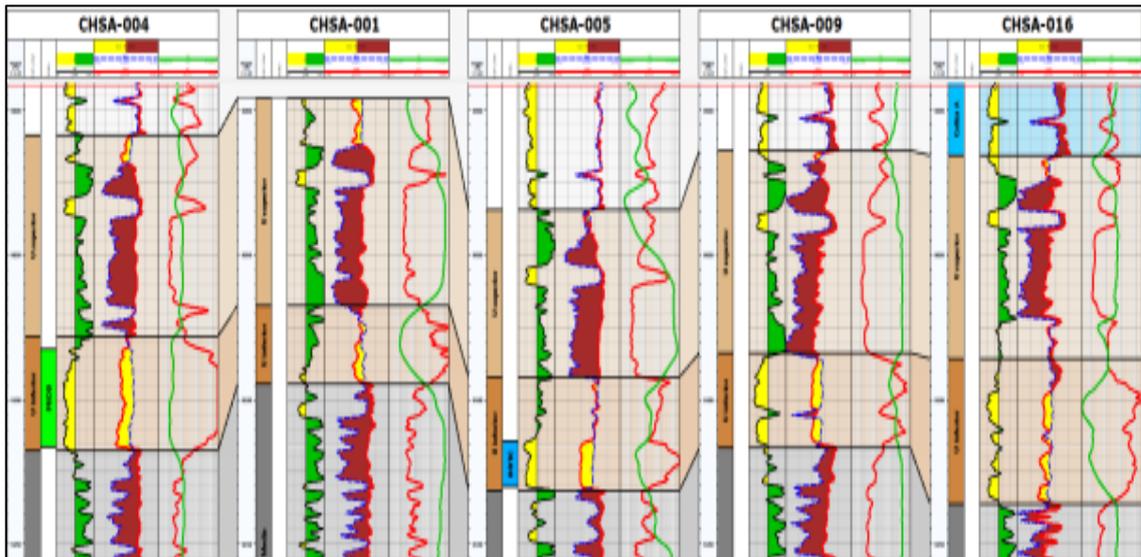
Una vez planteado los modelos matemáticos para determinar saturación, porosidad y permeabilidad, fue necesario el uso de los registros de pozo para desarrollar la evaluación petrofísica, tal como se muestra en la figura 7, 8 y 9, información que permitió determinar los intervalos de los reservorios disparados, los topes y bases de cada uno de los reservorio, tal como se muestra en la tabla 3 y 4.

Fig. 7: Evaluación Petrofísica Pozo Chonta Sur-5wiw



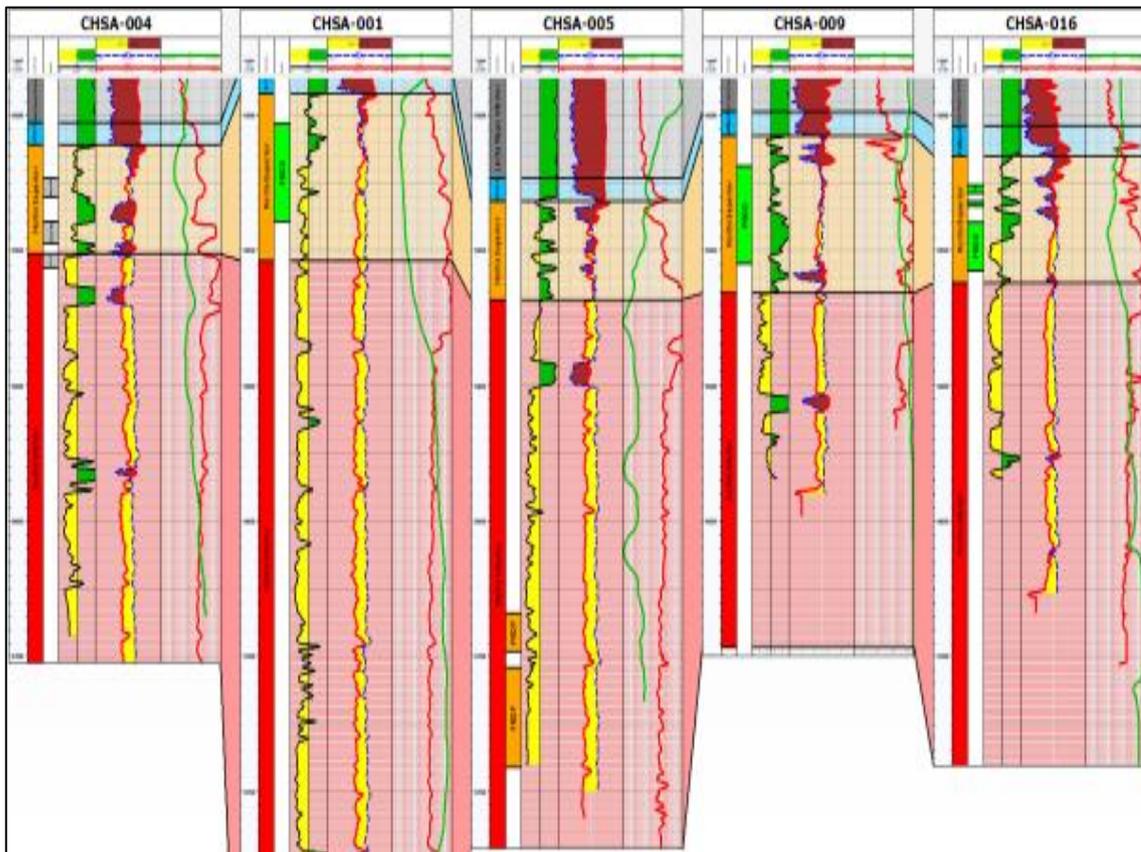
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Fig. 8: Correlación Estructural Yacimiento U Inferior, Chonta Sur-5wiw



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Fig. 9: Correlación Estructural Yacimiento Hollín Inferior, Chonta Sur-5wiw



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Tabla 3: Chonta Sur-5wiw - Resultados Petrofísicos Intervalos Disparados

Yacimiento	Intervalo (Pies) MD	Espesor (Pies)	POR (%)	VSH (%)
U Inferior	10,238-10,254	16	17.6	7.5
Hollín Inferior	10,808-10,822	14	16	8.9
Hollín Inferior	10,828-10,865	37	16	8.9

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Tabla 4: Chonta Sur-5wiw: Topes Formacionales

Chonta Sur – 5WIW			
Yacimiento	MD	TVD	TVDSS
U Superior	10,158	10,087	-9,034
U Inferior	10,216	10,144	-9,092
Base U Inferior	10,254	10,182	-9,130
Caliza B	10,396	10,324	-9,272
T Superior	10,422	10,350	-9,298
T Inferior	10,472	10,400	-9,348
Base T Inferior	10,528	10,456	-9,404
Caliza C	10,644	10,573	-9,520
Hollín Superior	10,654	10,582	-9,530
Hollín Inferior	10,723	10,651	-9,599

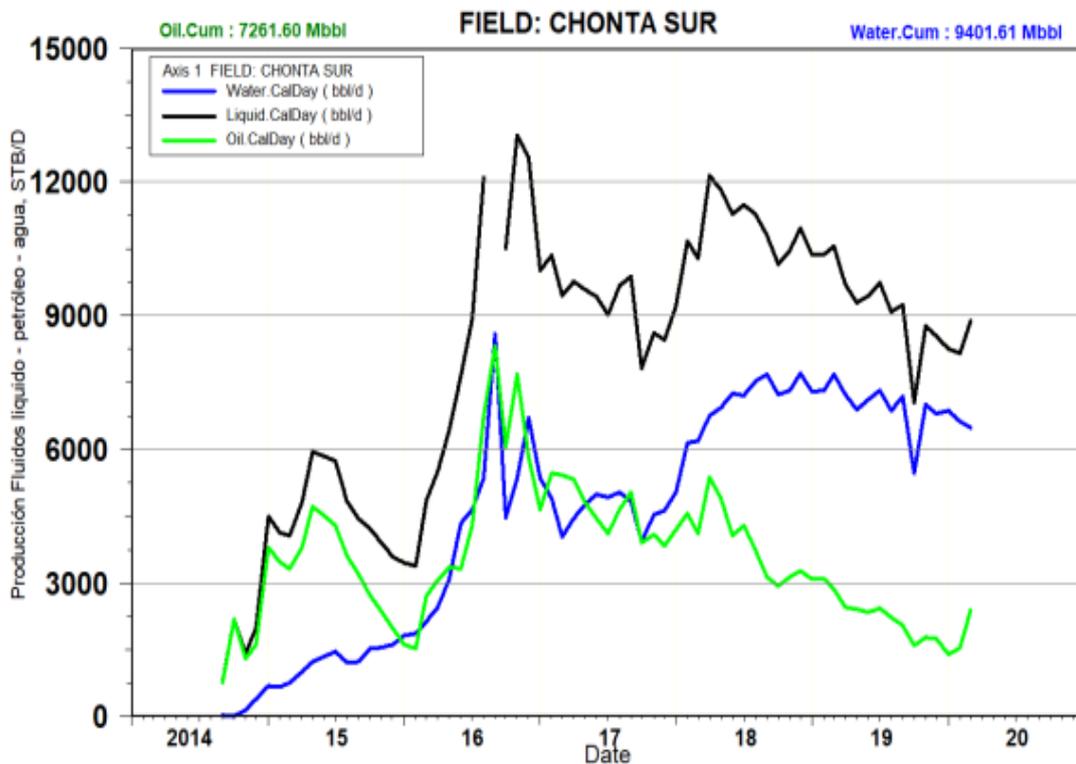
Fuente: Shaya Ecuador S.A

2.10 Evolución de Producción del Campo Chonta Sur

Operativamente el campo ha venido produciendo desde septiembre del año 2014 tal como se muestra en la figura 10, 11, y hasta la fecha se han perforado 16 pozos. Estos pozos

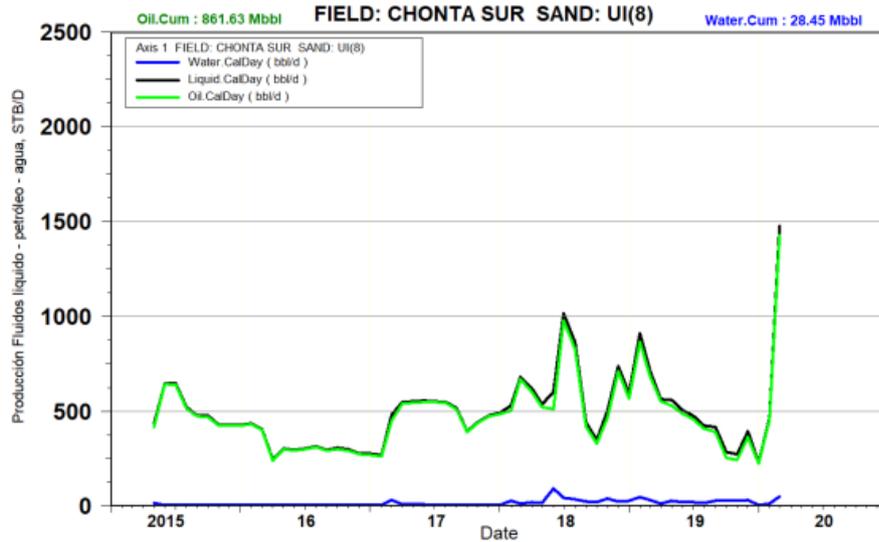
producen de los reservorios U superior, U inferior, T inferior, Hollín Superior y Hollín Inferior. Su producción inicial fue de 758 BPPD, 3% BSW (Basic Sediment Water) de la yacimiento Hollín Inferior con un grado API de 33.3. En septiembre del 2016 se registra su pico de producción con un promedio mensual de 8,311 BPPD y un BSW de 51%. La producción al 31 de marzo del 2020 es de 2,715 BPPD, confirmando el efecto de inyección de agua en la yacimiento U Inferior, ya que la producción de petróleo del campo Chonta Sur ha aumentado aproximadamente 1,382 BPPD a partir del inicio de inyección de agua en el pozo Chonta Sur-5WIW. El 25 de enero de 2020, fecha de inicio de inyección de agua, se reporta una producción de 222 BPPD en la yacimiento U Inferior y al 31 de marzo del 2020 se reporta una producción de 1,748 BPPD, lo que indica que el incremento de producción del campo proviene principalmente de la yacimiento U Inferior

Fig. 10: Campo Chonta Sur: Historial de Producción



Fuente: Petroamazonas EP

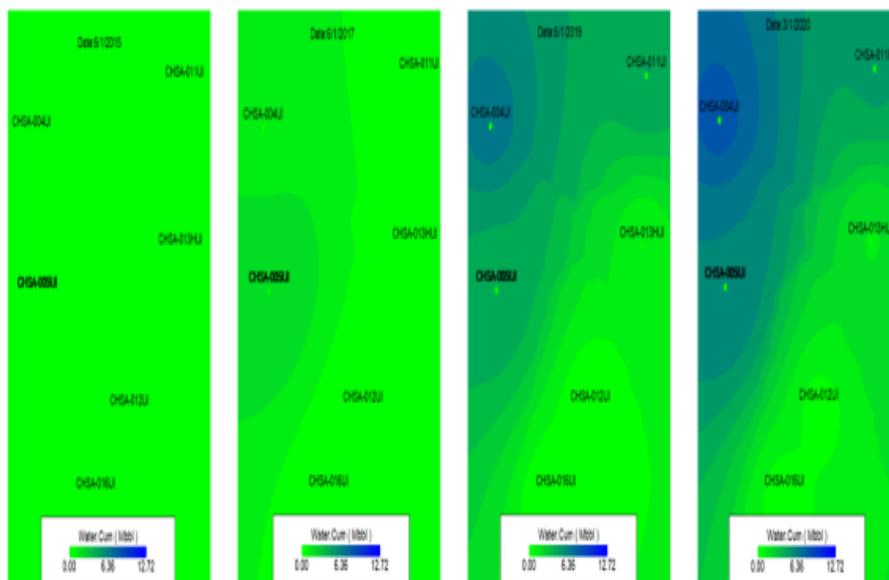
Fig. 11: Campo Chonta Sur: Historial de Producción Yacimiento U Inferior



Fuente: Petroamazonas EP

En la Figura 12 se presentan mapas con la producción acumulada de agua para la yacimiento U Inferior. Con base en la evolución de la producción de agua se infiere que la yacimiento U Inferior no cuenta con el soporte de acuífero, confirmando que el principal mecanismo de empuje durante la etapa de producción primaria fue la expansión de roca y fluido. Actualmente no se observa una evolución significativa de la producción de agua, por ende, se tiene una cantidad importante de petróleo móvil en la yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur para desplazar con la inyección de agua.

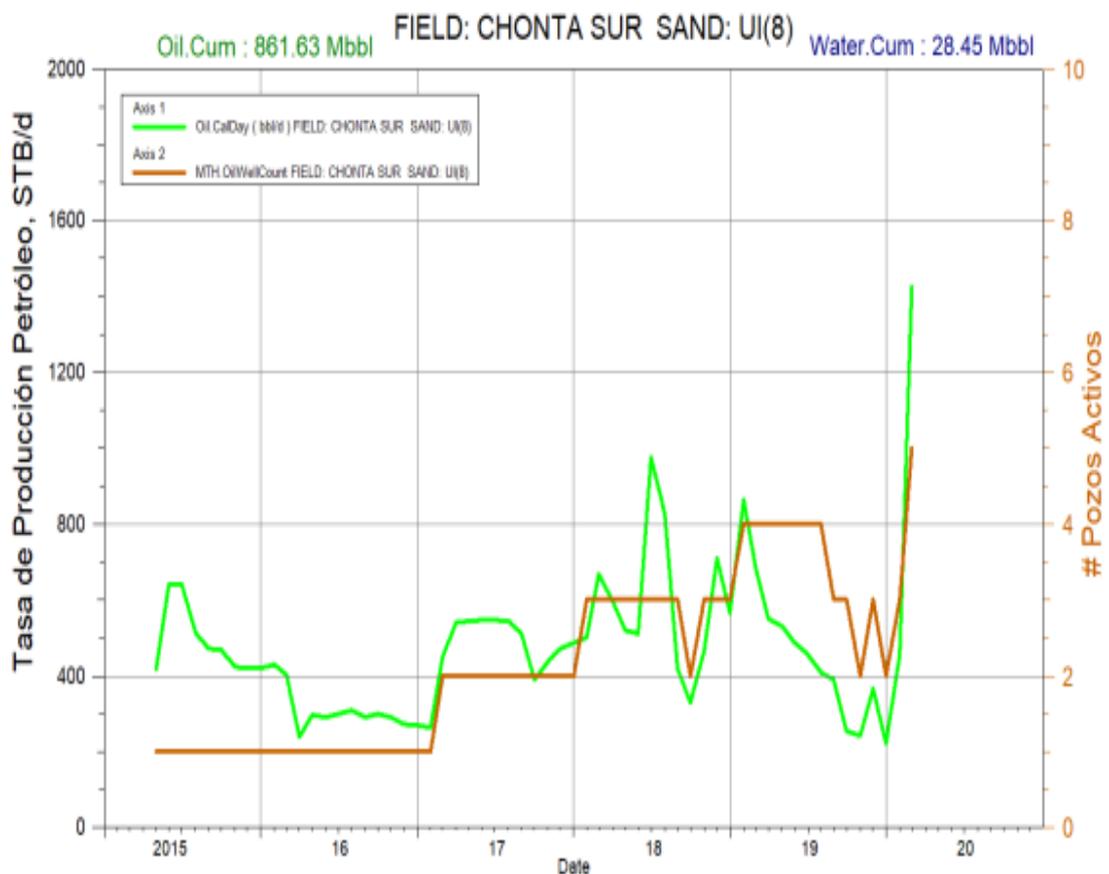
Fig. 12: Campo Auca: Evolución de Producción Acumulada de Agua U Inferior



Fuente: Petroamazonas EP

En la figura 13 se muestra el comportamiento de producción de petróleo en yacimiento U Inferior con respecto al número de pozos activos. Se puede observar una directa relación entre el número de pozos activos y el aumento de producción durante el periodo de producción primaria, excepto en el año 2019. A pesar de tener la mayor cantidad de pozos activos, se observa una declinación drástica en la producción de la yacimiento U Inferior, lo cual es señal del agotamiento del reservorio. Finalmente, a partir de febrero del 2020, la producción de petróleo incrementa significativamente por la implementación del proyecto de inyección de agua.

Fig. 13: Campo Chonta Sur: Evolución de Producción de Petróleo y Pozos Productores Activos – U Inferior



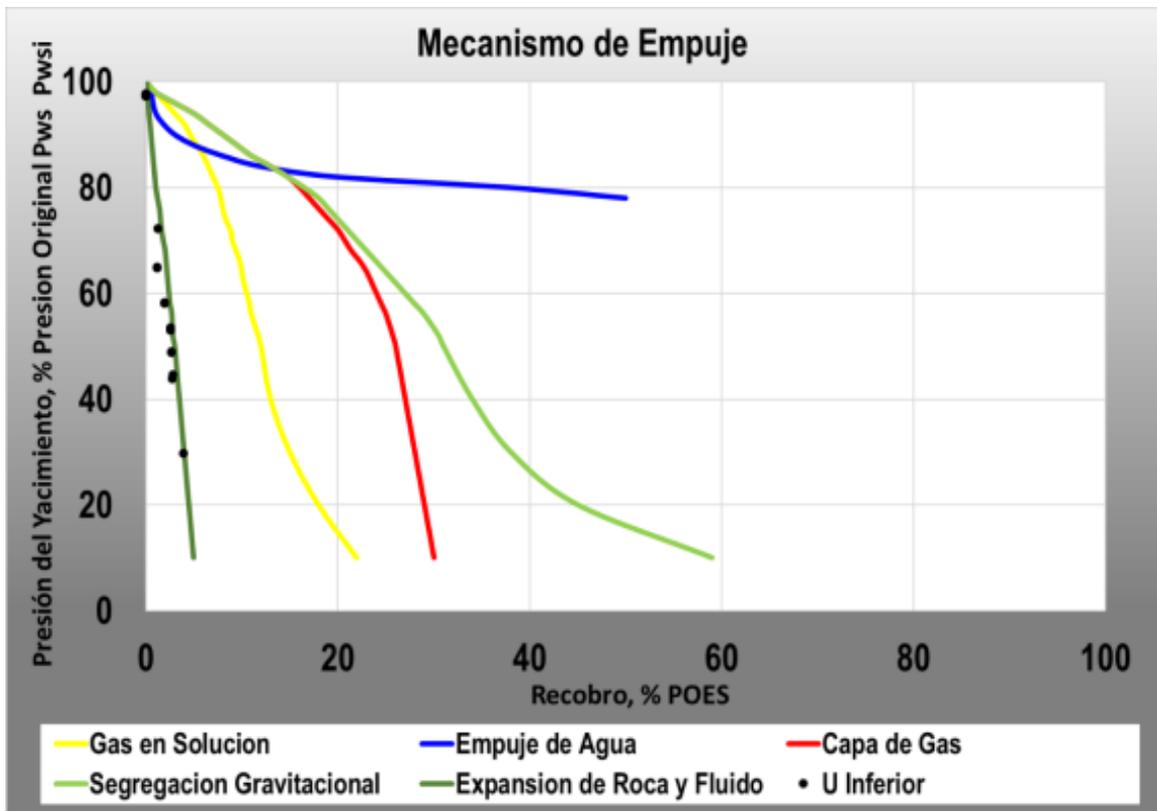
Fuente: Petroamazonas EP.

En resumen, existen 5 pozos productores y 1 pozo inyector completados en la yacimiento U Inferior. A fecha 31 de marzo de 2020, todos los pozos se encuentran activos.

2.11 Mecanismo de Empuje

En el campo Chonta Sur, yacimiento U Inferior, se observa que el principal mecanismo de empuje es expansión de roca y fluido, por lo que no existe soporte de presión y esta ha disminuido significativamente en la figura 14.

Fig. 14: Campo Chonta Sur: Mecanismo De Empuje Yacimiento U Inferior

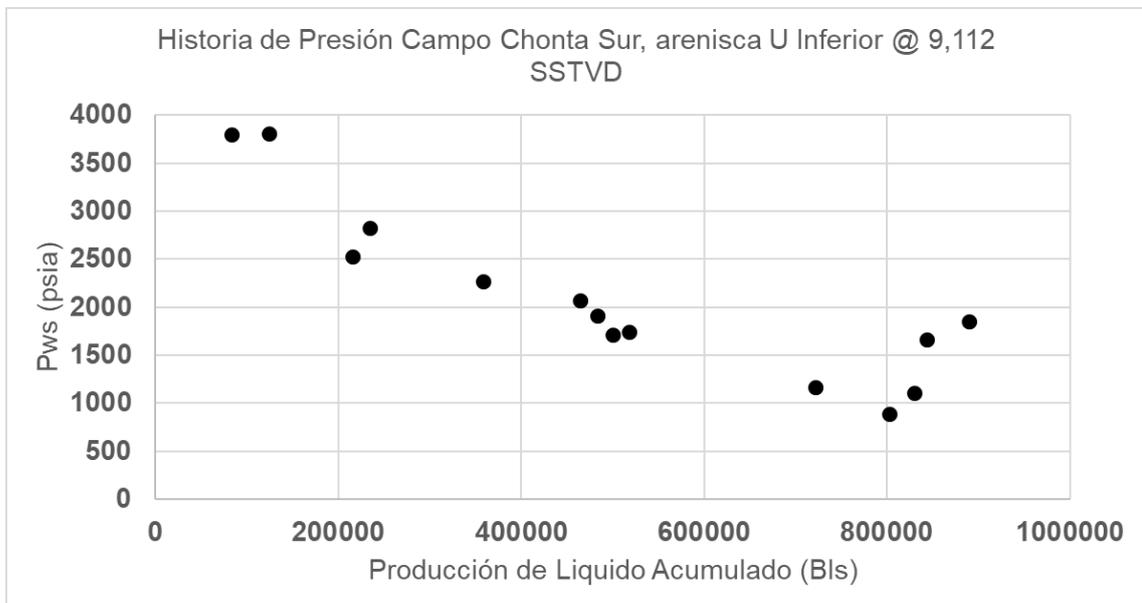
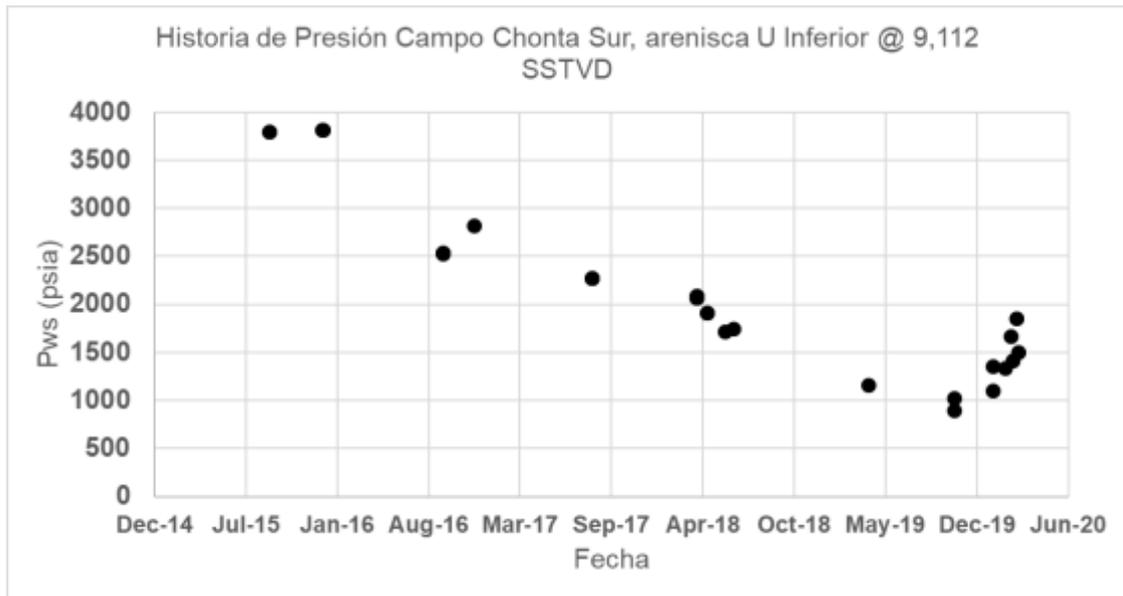


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.12 Comportamiento de Presión

Al analizar el comportamiento de presiones en la zona norte en la yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur, se puede observar que ha disminuido aproximadamente en un 70% de la presión original de yacimiento (3,900psia), tal como se muestra en la figura 15. La presión de reservorio se registró alrededor de 1,160 psia, este dato corresponde a la presión estática adquirida por el sensor de la bomba electrosumergible en el pozo Chonta Sur-4 en abril del 2019, corregida al datum. La presión de burbuja se estima en 848 psia en base al PVT del pozo Chonta Sur-3 en el yacimiento U Inferior.

Fig. 15: Campo Chonta Sur: Comportamiento De Presión De Reservorio – U Superior



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

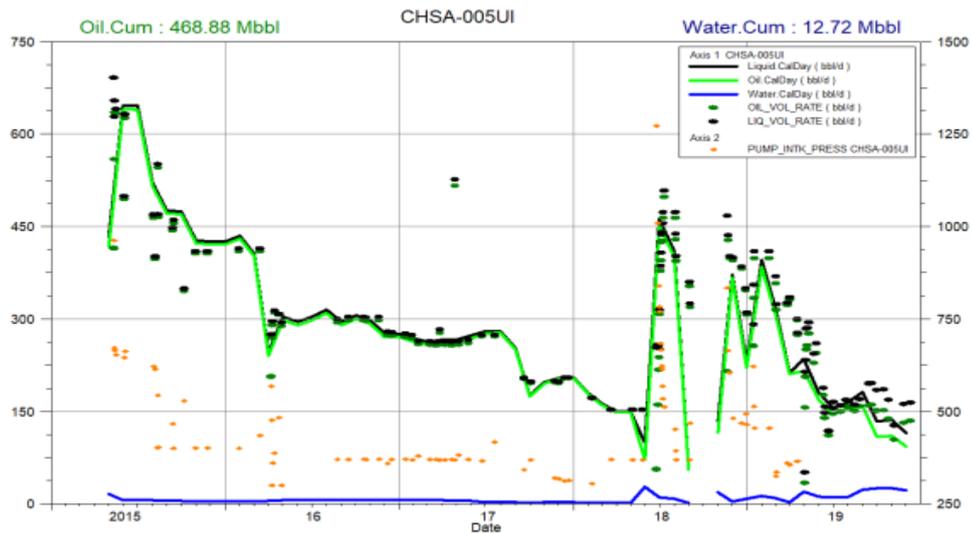
2.13 Historial de Producción

A continuación, se muestra la revisión del comportamiento de cada uno de los pozos productores que conforman el área de estudio. Los pozos vecinos al Chonta Sur-5WIW que están influenciados por la inyección de este pozo son: Chonta Sur-4, Chonta Sur-11, Chonta Sur-13H, Chonta Sur-12 y Chonta Sur-16.

Chonta Sur-5.- Pozo convertido a inyector en la yacimiento U Inferior. El pozo fue completado con equipo BES en la yacimiento U Inferior en mayo del 2015, su prueba de

producción mostró 638 BFPD (Barriles de Fluido de Petróleo por Día) con 13% de BSW. En junio del 2018 se realizó fractura hidráulica en U Inferior, la prueba de producción posterior a este trabajo fue de 394 BPPD. El pozo Chonta Sur-5 ha presentado repetidas fallas en equipo BES, por lo que en mayo del 2019 se realizó cambio de sistema de levantamiento a bombeo hidráulico. La última prueba de producción del 11 de diciembre del 2019 registra 164 BFPD, 134 BPPD con 18% de corte de agua, de acuerdo con la figura 16.

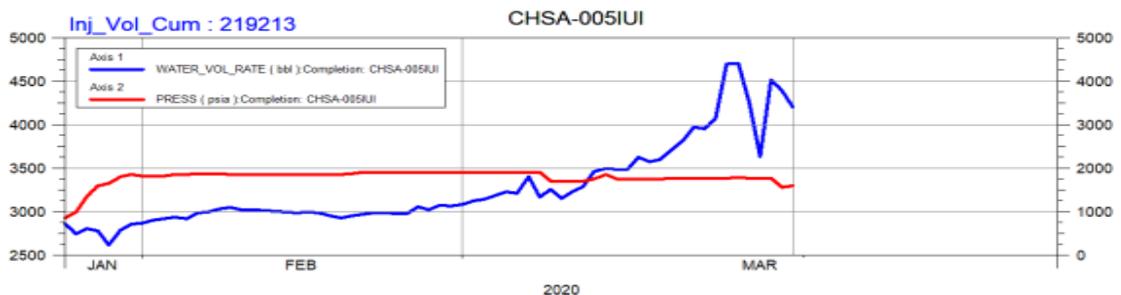
Fig. 16: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-5



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

En enero del 2020 el pozo es intervenido para realizar la conversión de pozo productor de petróleo a inyector de agua, iniciando inyección el 25 de enero del mismo año con 2900 BAIPD e incrementando gradualmente hasta tener los puntos de drenaje activos. La figura 9 relata el progreso de caudal de inyección hasta 31 de marzo del 2020 cuando inyectaba 3,250 BAIPD (Barriles De Agua Inyectados Por Día) como se observa la figura 17.

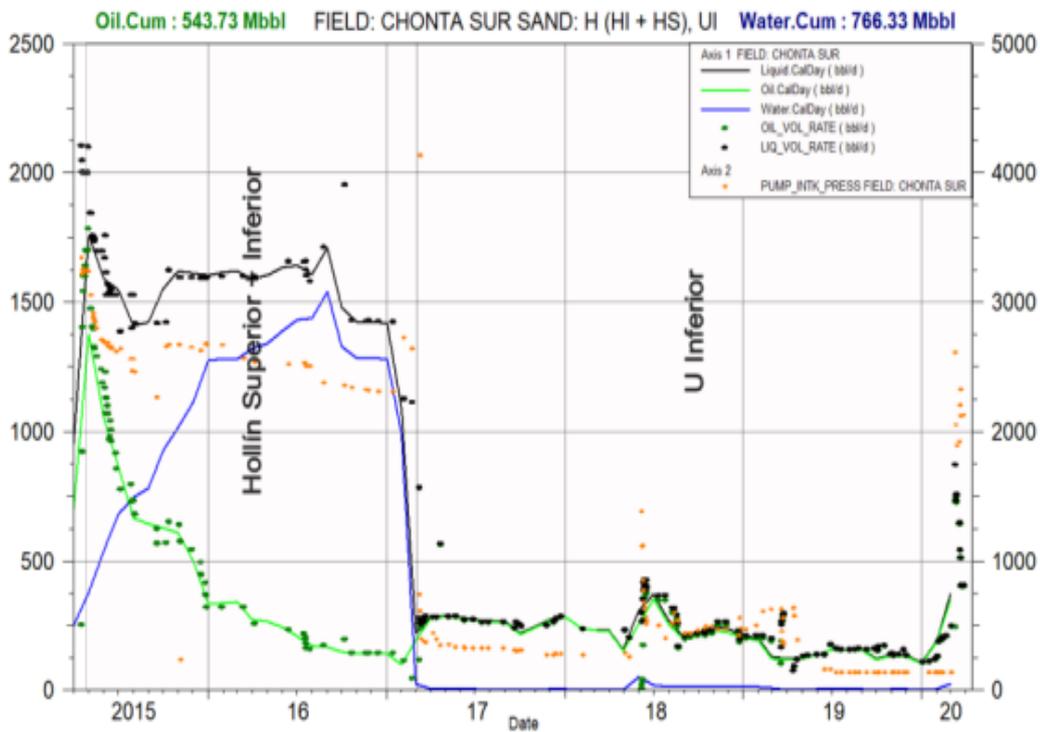
Fig. 17: Historial De Inyección Del Pozo Chonta Sur-5 WIW



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur- 4.- El pozo fue completado en Hollín, con equipo BES en abril del 2015, su producción inicial fue de 1,242 BFPD con 20% de corte de agua y 994 BPPD. En marzo del 2017 se realizó cambio de zona a U Inferior, el pozo se completó con equipo BES. La prueba de producción fue de 260 BPPD con 6% de BSW (prueba del 10 de marzo del 2017). En junio del 2018 se realiza fractura hidráulica en U Inferior. Se bombean 30.7 Klbs de propante Carbolite 20/40 a una presión máxima de 5,118 psia. La prueba post estimulación fue de 352 BPPD con 15% de BSW (Prueba del 12 de junio del 2018). De acuerdo con la prueba de producción del 28 de marzo de 2020 el pozo produce 404 BFPD, 399 BPPD con corte de agua de 1%, de acuerdo a a la figura 18.

Fig. 18: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-4

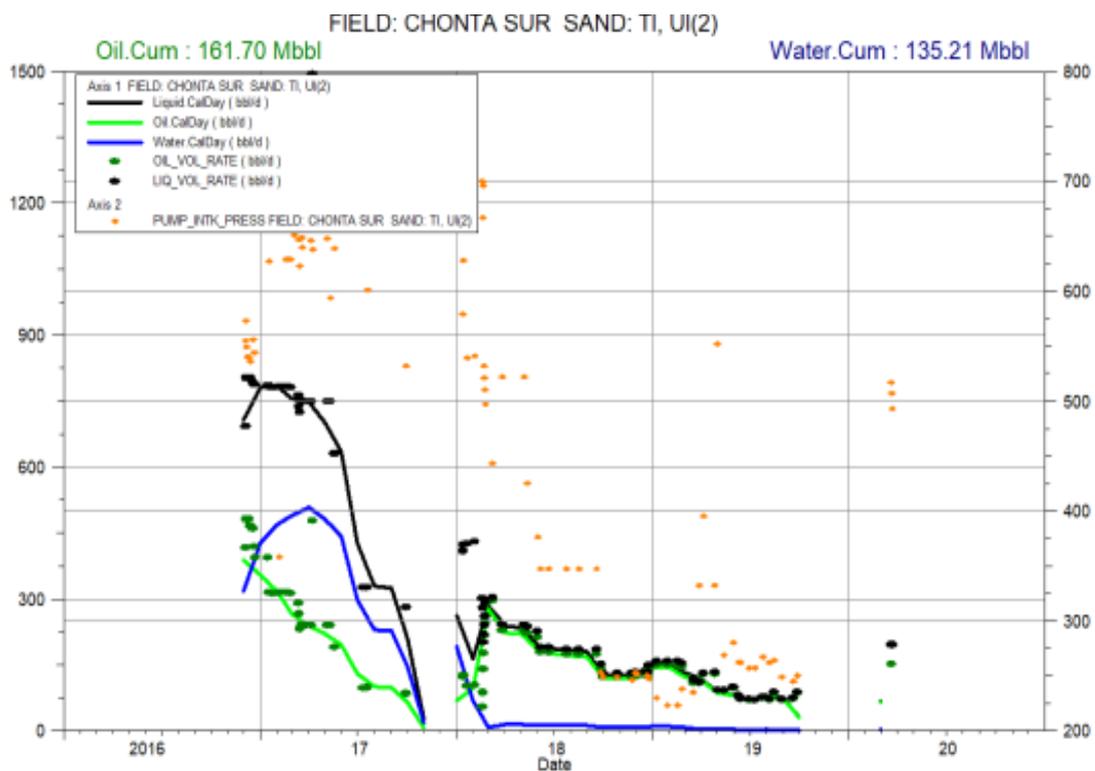


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-11: El pozo CHONTA SUR-11 fue completado originalmente en la yacimiento T Inferior con una producción inicial de 693 BFPD, 416 BPPD con corte de agua de 40% al 4 de diciembre del 2016. Debido a la baja productividad y al incremento paulatino del corte de agua, durante el WO # 1 se realizó el cambio de zona al yacimiento U Inferior, que arranca con una producción inicial estabilizada de 260 BFPD, 247 BPPD

con corte de agua de 5% al 23 de febrero del 2018. En octubre del 2019, el pozo queda fuera de servicio por posible daño mecánico con una producción de 87 BFPD, 85 BPPD con corte de agua de 2%, según prueba reportada al 28 de septiembre del 2019 y se decide mantenerlo inactivo por la baja presión de reservorio, hasta la implementación del proyecto de inyección de agua. El 20 de marzo del 2020 finaliza la intervención con equipo de WO para su reactivación, de acuerdo con la prueba de producción del 23 de marzo del 2020 la producción reportada es de 195 BFPD, 193 BPPD con corte de agua de 1%, de acuerdo a la figura 19.

Fig. 19: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-11

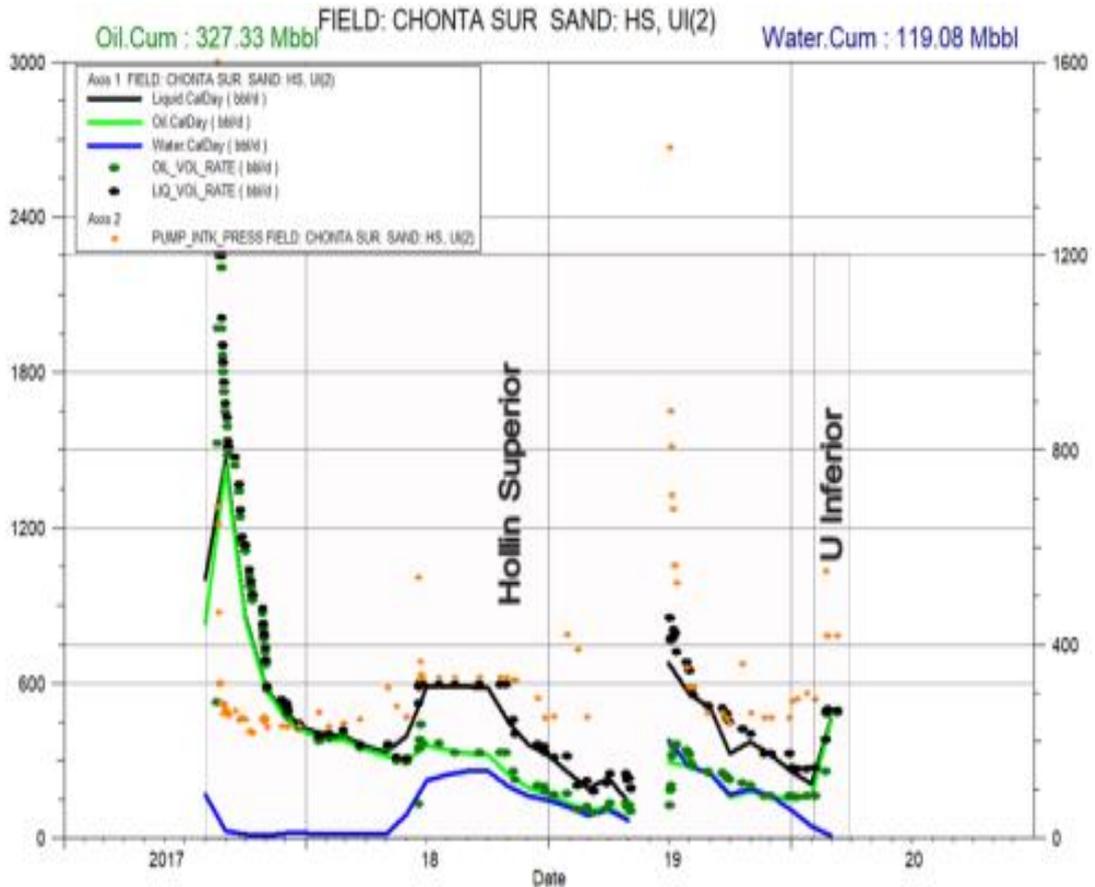


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-12.- Pozo completado originalmente en la yacimiento Hollín Superior en agosto del 2017 con sistema BES. La prueba inicial de producción fue de: 2,902 BFPD, 522 BPPD con 82% de corte de agua y para el 7 de febrero del 2020 se encontraba produciendo 270 BFPD, 162 BPPD con un corte de agua 40%. Por su baja producción e implementación del proyecto de inyección de agua en la yacimiento U Inferior, se decide realizar cambio de zona a la yacimiento U Inferior. Esta intervención finalizó el 22 de febrero del 2020, de acuerdo con la prueba de producción del 11 de marzo del 2020 el

pozo registra una producción de 492 BFPD, 482 BPPD con corte de agua de 2%, en concordancia como se muestra en la figura 20.

Fig. 20: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-12

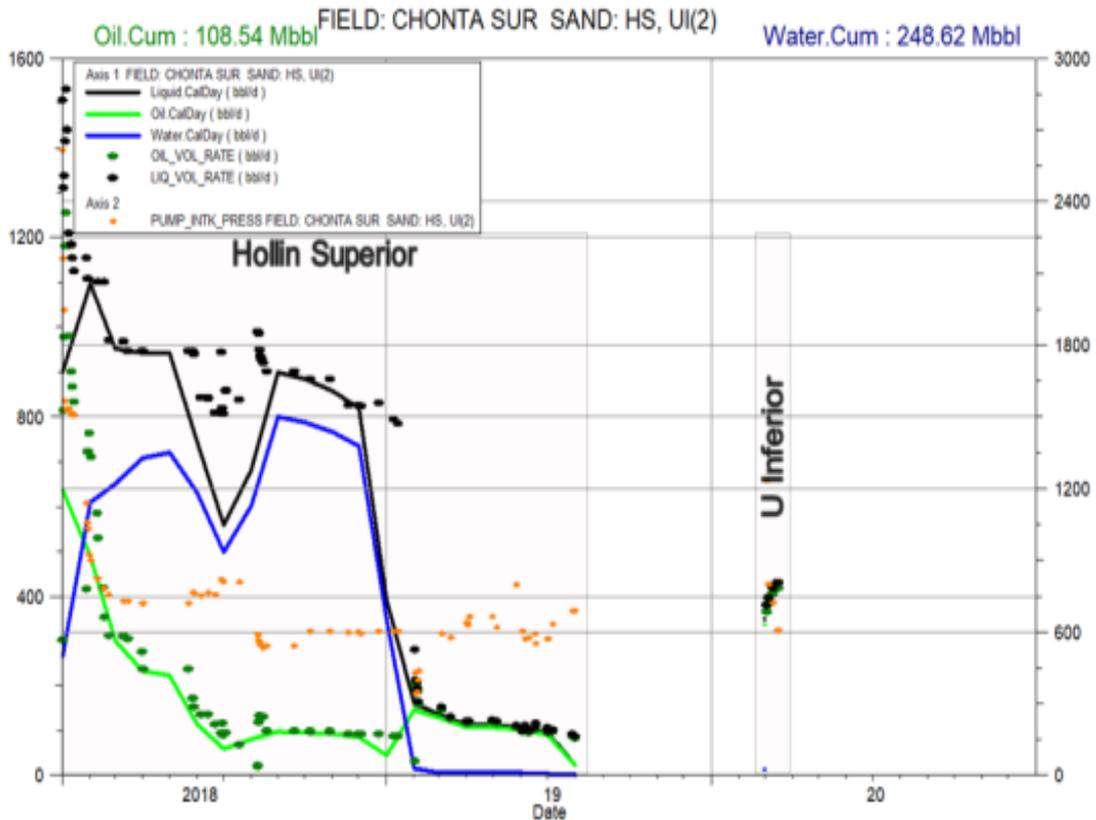


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-13H.- Fue completado en la yacimiento Hollín Superior en enero del 2018 con sistema BES. Su producción inicial fue 1,506 BFPD, 301 BPPD con 80% de corte de agua. En agosto de 2018 se interviene con WO para recañonear Hollín Superior. Se probó el pozo resultando en 934 BFPD, 131 BPPD con 86% de BSW (prueba del 12 de agosto del 2018). En febrero del 2019 se realiza cambio de zona a U Inferior, instalando nuevamente sistema de levantamiento BES. La prueba de pozo fue de 212 BFPD, 201 BPPD con 5% de BSW (prueba del 3 de febrero del 2019). El 9 de agosto del 2019 el pozo presenta una falla en el sistema de levantamiento y se decide mantenerlo inactivo por la baja presión de reservorio, hasta la implementación del proyecto de inyección de agua. El 4 de marzo del 2020 finaliza la intervención con equipo de WO para su reactivación, de acuerdo a la prueba de producción del 17 de marzo del 2020 la producción

reportada es de 430 BFPD, 417 BPPD con corte de agua de 3%, de acuerdo a la figura 21.

Fig. 21: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-13H



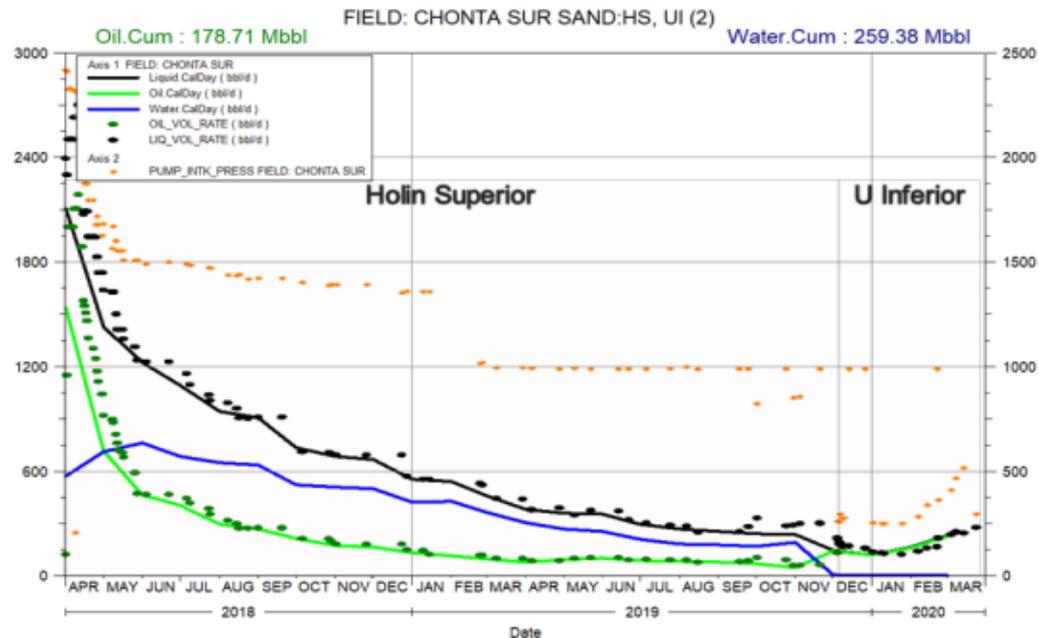
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur- 16.- Fue completado en la yacimiento Hollín Superior en abril del 2018, bajando sistema BES. La prueba de producción de la yacimiento Hollín Superior con fecha 3 de abril del 2018 fue de 2,503 BFPD, 2,002 BPPD con corte de agua del 20% y para el 21 de noviembre del 2019 se encontraba produciendo 300 BFPD, 60 BPPD con un corte de agua 80%. Por su baja producción e implementación del proyecto de inyección de agua en la yacimiento U Inferior, se decide realizar cambio de zona a la yacimiento U Inferior.

Esta intervención finalizó el 5 de diciembre del 2019, de acuerdo con la prueba de producción del 24 de marzo del 2020 el pozo registra una producción de 276 BFPD, 273 BPPD con corte de agua de 1%. Este pozo se encuentra en constante monitoreo ya que se estima una respuesta en producción mayor; sin embargo, por su ubicación en la zona de

mayor espesor de arena de la yacimiento U Inferior, y la distancia al pozo inyector Chonta Sur-5WIW, de aproximadamente 750 metros, el efecto de inyección tarda mayor tiempo en comparación con los otros pozos de acuerdo con la figura 22.

Fig. 22: Historial De Producción Del Pozo Chonta Sur-16



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

En la tabla 5 se muestra el resumen del estado actual de los pozos ubicados en el campo Chonta Sur, en el que se hace énfasis en la producción de cada pozo y el respectivo reservorio.

Tabla 5: Estado Actual De Los Pozos Asociados Al Chonta Sur-5wiw – Abril 2020

Pozo	Reservorio	Prod. Actual @ Abril 2020 (Bppd)	Bsw (%)	Comentario
Chonta Sur-5WIW	UI	NA	NA	Inyector activo en US
Chonta Sur-4	UI	404	1	Productor Activo en UI
Chonta Sur-11	UI	193	1	Productor Activo en UI
Chonta Sur-12	UI	482	2	Productor Activo en UI

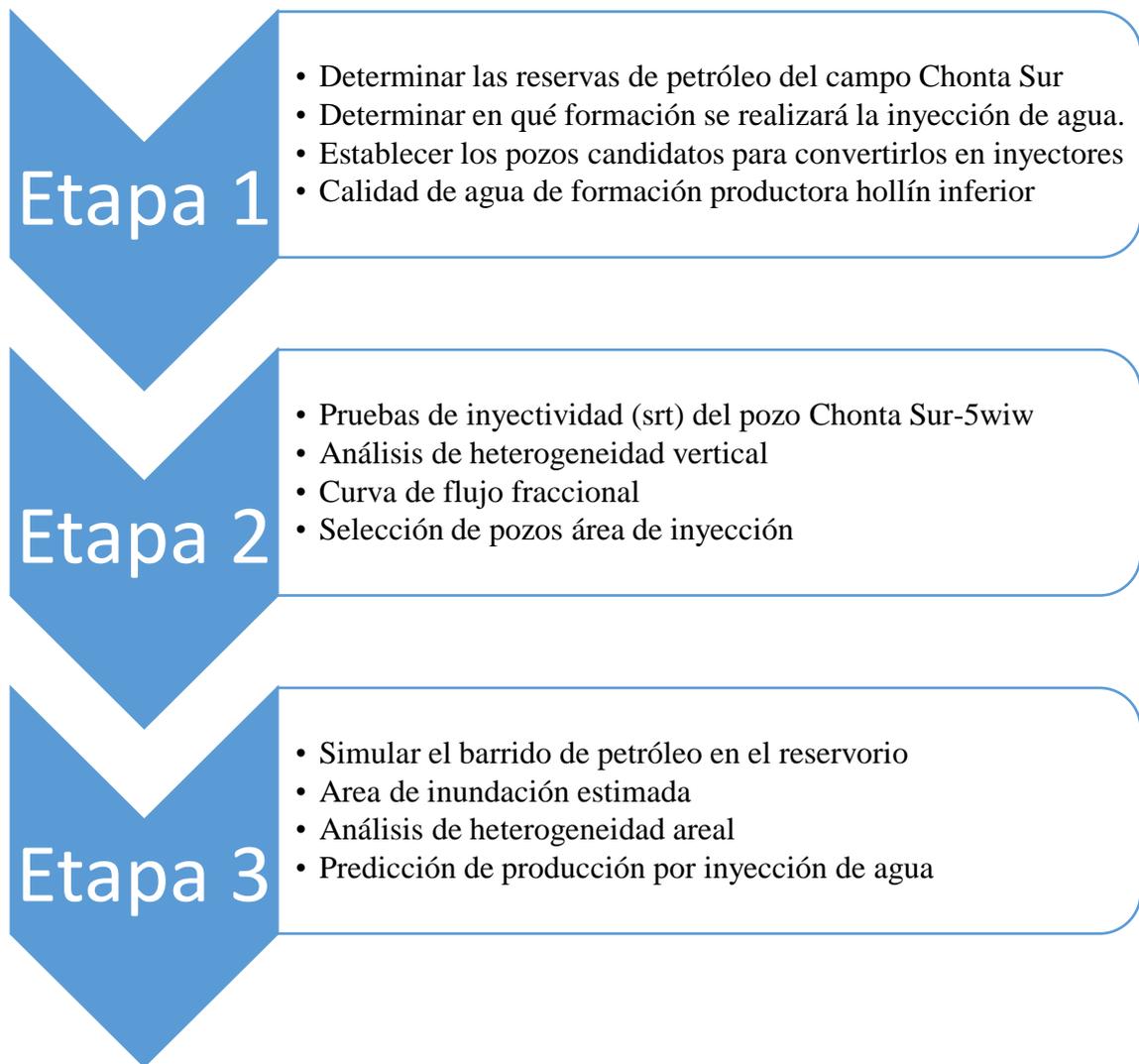
Chonta Sur-13H	UI	417	3	Productor Activo en UI
Chonta Sur-16	UI	273	1	Productor Activo en UI

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.14 Metodología

Para determinar la producción debido al proceso de inyección de agua se ha implementado la siguiente metodología establecida en tres etapas tal como se muestra en la figura 23.

Fig. 23: Proceso Metodológico Para Simular La Producción Por Inyección De Agua.



2.15 Determinar las Reservas de Petróleo del Campo Chonta Sur

2.15.1 Cálculo de Reservas probadas desarrolladas

De acuerdo con (Jones, Denelle, Lee, MacDonald, & Seiller, 2014) se ha realizado un cálculo de reservas por recuperación primaria utilizando un análisis declinatorio con un caudal de petróleo al límite económico de 10 BPPD y 95% BSW, considerando el cierre de producción al mes de enero del 2020 en el cual se dio inicio a la inyección de agua.

Chonta Sur-5 (Etapa de productor – U Inferior)

En la figura 24 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:

- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 52.1%
- Producción Acumulada: 468.9 MBls (Miles de barriles)
- Reservas Remanentes: 49.2 MBls
- Ultimo Recobro Estimado: 518.1 MBls
- Caudal petróleo (Qi): 93 BPPD
- Estado de Pozo: Productor de agua (Hollín Inferior) e inyector de agua (U Inferior).

Fig. 24: Chonta Sur-5: Análisis Declinatorio



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-4 (Productor – U Inferior)

- En la figura 25 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:
- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 26.4%
- Producción Acumulada: 226.5 MBls
- Reservas Remanentes: 135.3 MBls
- Último Recobro Estimado: 361.8 MBls
- Caudal petróleo (Qi): 1 30 BPPD
- Estado de Pozo: Productor (Activo)

Fig. 25: Chonta Sur-4: Análisis Declinatorio



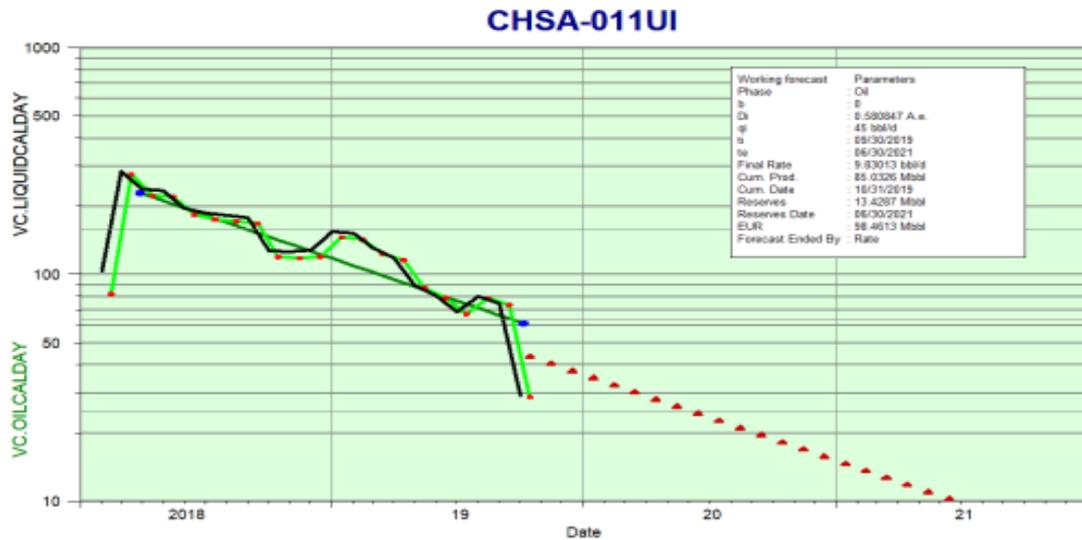
Fuente: Shaya Ecuador S.A

Chonta Sur-11 (Productor – U Inferior)

En la figura 26 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:

- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 58%
- Producción Acumulada: 85 MBls
- Reservas Remanentes: 13.4 MBls
- Último Recobro Estimado: 98.5 MBls
- Caudal petróleo (Qi): 45 BPPD
- Estado de Pozo: Productor (Activo)

Fig. 26: Chonta Sur-11: Análisis Declinatorio



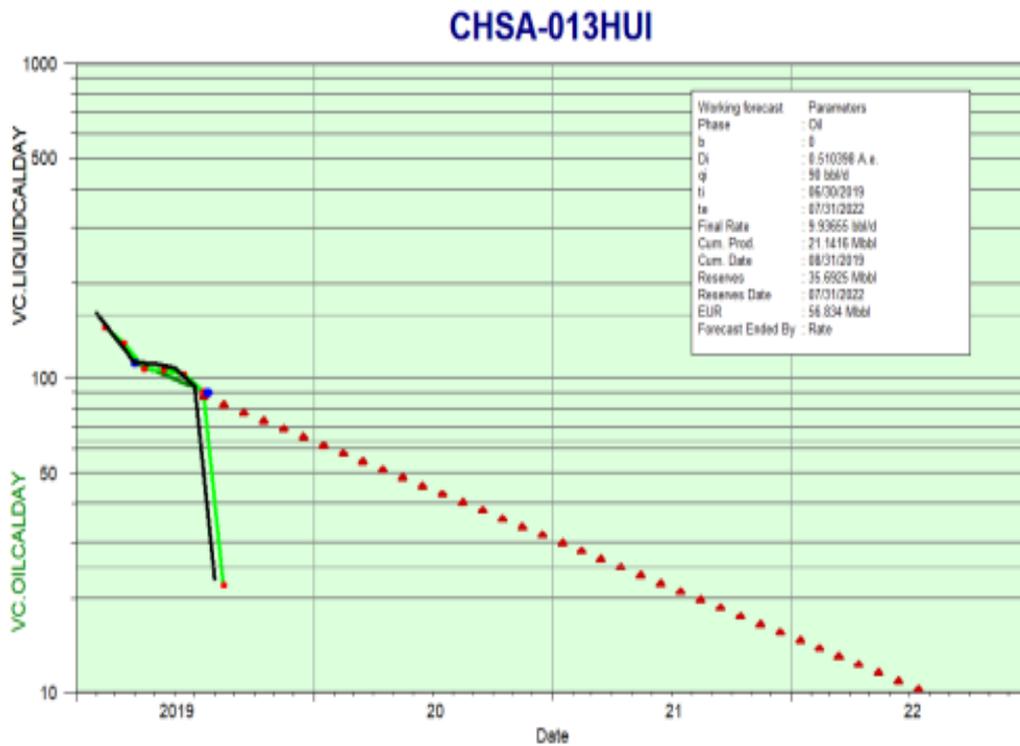
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-13h (Productor – U Inferior)

En la figura 27 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:

- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 51
- Producción Acumulada: 21.1 MBls
- Reservas Remanentes: 35.7 MBls
- Último Recobro Estimado: 56.83 MBls
- Caudal petróleo (Qi): 90 BPPD
- Estado de Pozo: Productor (Inactivo)

Fig. 27: Chonta Sur-13h: Análisis Declinatorio



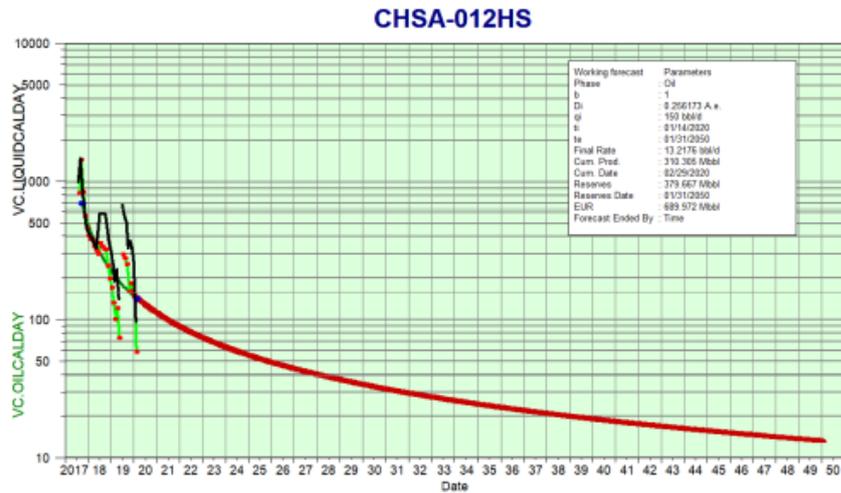
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-12 (Productor – Hollín Inferior)

En la figura 28 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:

- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 25.6%
- Producción Acumulada: 310.3 MBls
- Reservas Remanentes: 379.7 MBls
- Último Recobro Estimado: 689.9 MBls
- Caudal petróleo - (Q_i): 150 BPPD
- Estado de Pozo: Productor activo en yacimiento U Inferior

Fig. 28: Chonta Sur-12: Análisis Declinatorio



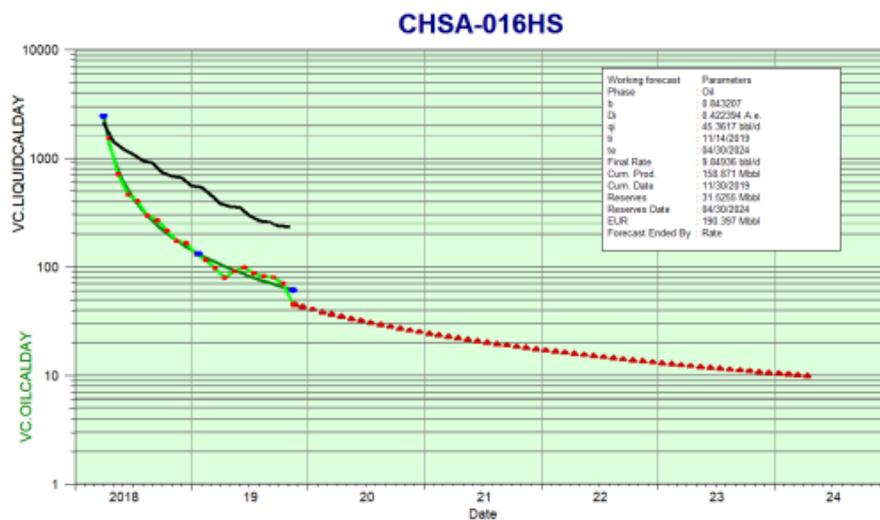
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-16 (Productor – HollínInferior)

En la figura 29 se puede observar los resultados del cálculo de declinación:

- Declinación: Exponencial (Anual Efectiva): 42.2 %
- Producción Acumulada: 158.9 MBls
- Reservas Remanentes: 31.5 MBls
- Último Recobro Estimado: 190.4 MBls
- Caudal petróleo - (Qi): 45 BPPD
- Estado de Pozo: Productor activo en yacimiento U Inferior

Fig. 29: Chonta Sur-16: Análisis Declinatorio

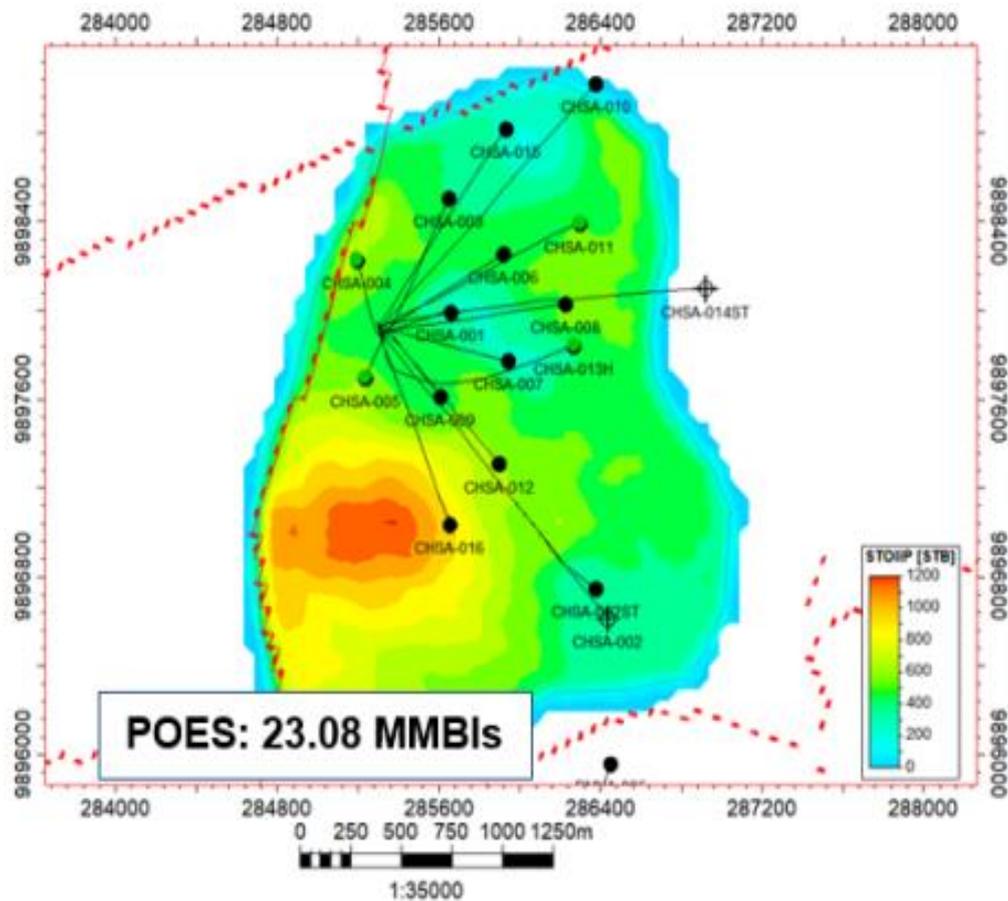


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.16 Resumen Cálculo Reservas por Primaria (PDP)

A continuación, en la figura 30 y tabla 6, se presenta el cálculo volumétrico con el modelo de simulación numérica del POES estimado para la zona de inyección en la zona norte del campo Chonta Sur para la yacimiento U inferior:

Fig. 30: Chonta Sur Yacimiento U Inferior - Petróleo Original In Situ



Fuente: José Vidal

Tabla 6: Reservas Primarias Del Campo ChontaSur.

Case	Bulk Volume (*10 ³ acre,ft)	Net Volume (*10 ³ acre,ft)	Pore volumen (*10 ³ 3RB)	HCPV (*10 ³ 3RB)	STOIP (in oil) (*10 ³ STB)
Chonta Sur	298	39	32.003	25.533	23.086

Fuente: José Vidal

A continuación, se presenta la tabla 7, donde se muestra el análisis de declinación para los pozos productores del área piloto, resultados obtenidos mediante simulaciones.

Tabla 7: Cálculo De Reservas Primarias Remanentes Mediante Declinación

	Declinación exponencial / hiperbólica	Prod. Acumula da (Np)	Reservas remanent es	EUR (Np + remanente s)	Estatu s
Pozos	% Anual Efectivo	Mbls	Mbls	Mbls	
Chonta Sur-5WIW	52.1%	468.9	49.2	518.1	Inyector
Chonta Sur-4	26.4%	226.5	135.3	361.8	Activo
Chonta Sur-11	58%	85	13.4	98.5	Activo
Chonta Sur-13H	51%	21	35.7	56.8	Activo
Chonta Sur-12	25.6%	310.3	379.7	689.9	Activo
Chonta Sur-16	42.2%	158.8	31.5	190.4	Activo
Total		1,270.5	644.8	1,915.5	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

En base al resumen de resultados detallados en la tabla previa, se puede determinar que debido a las condiciones de presión que se tiene en este reservorio (U Inferior), las reservas que se pueden recuperar por primaria son muy bajas para cada pozo con un total de 644.8 Mbls; lo que nos permite concluir que es necesario implementar recuperación

secundaria, con el fin de extraer los volúmenes de petróleo que aún se encuentran en el reservorio y que por primaria no es posible recuperar.

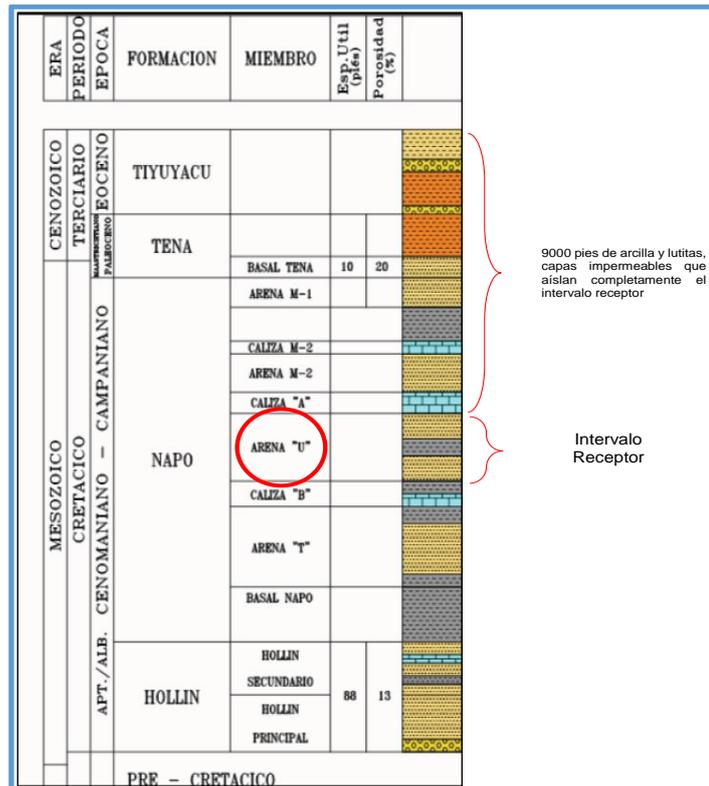
2.17 Selección de la Formación en la cual se realizara la Inyección de Agua.

2.17.1 Análisis de Capas Impermeables entre la Formación Receptora con Estratos de “Agua Dulce”

En la Cuenca Oriente, el nivel freático de los acuíferos utilizados para el consumo y la actividad del ser humano se encuentra entre los primeros 650’ (200 m) de profundidad.

En el pozo Chonta Sur-5WIW se planea inyectar agua en la Formación Napo de acuerdo a la figura 31 unidad “U” Inferior, la cual se encuentra a alrededor de 9,092’ SSTVD de profundidad. Del análisis geológico y de las características estratigráficas del pozo CHONTA SUR-5, se ha considerado que la unidad “U” Inferior de la Formación Napo presenta condiciones óptimas para ser receptora de fluidos. Esta unidad se encuentra separada de los principales acuíferos de agua dulce por estratos impermeables como son: Caliza A con un espesor de 197’ de carbonatos masivos.

Fig. 31: Columna Con Detalle De Aislamiento De La Napo U



Fuente: Petroamazonas EP.

La caliza M2 con un espesor de 75', las lutitas silíceas de la Napo superior con un espesor de 126', las secuencia arcillas de la Formación Tena con un espesor aproximado de 720' así como potentes capas arcillosas de la Formaciones Tiyuyacu con una potencia de aproximadamente 1,550', estos cuerpos impermeables constituyen sellos perfectos para contener los fluidos existentes en los reservorios analizados sin presentar un peligro para la filtración de aguas de formación hacia los niveles freáticos superficiales que contienen agua dulce.

Dicha disposición permite conceptualizar al sistema desde el punto de vista hidrogeológico como un "Acuífero Confinado Profundo".

A continuación, se presentan las siguientes secciones estructurales:

- A. Dirección Norte - Sur, incluye a los pozos: Chonta Sur -16, Chonta Sur -5 y Chonta Sur -4 (Figura 32).
- B. Dirección Este - Oeste, se incluye a los pozos: Chonta Sur -5, Chonta Sur -4 y Chonta Sur -6 y Chonta Sur -11 (Figura 33).

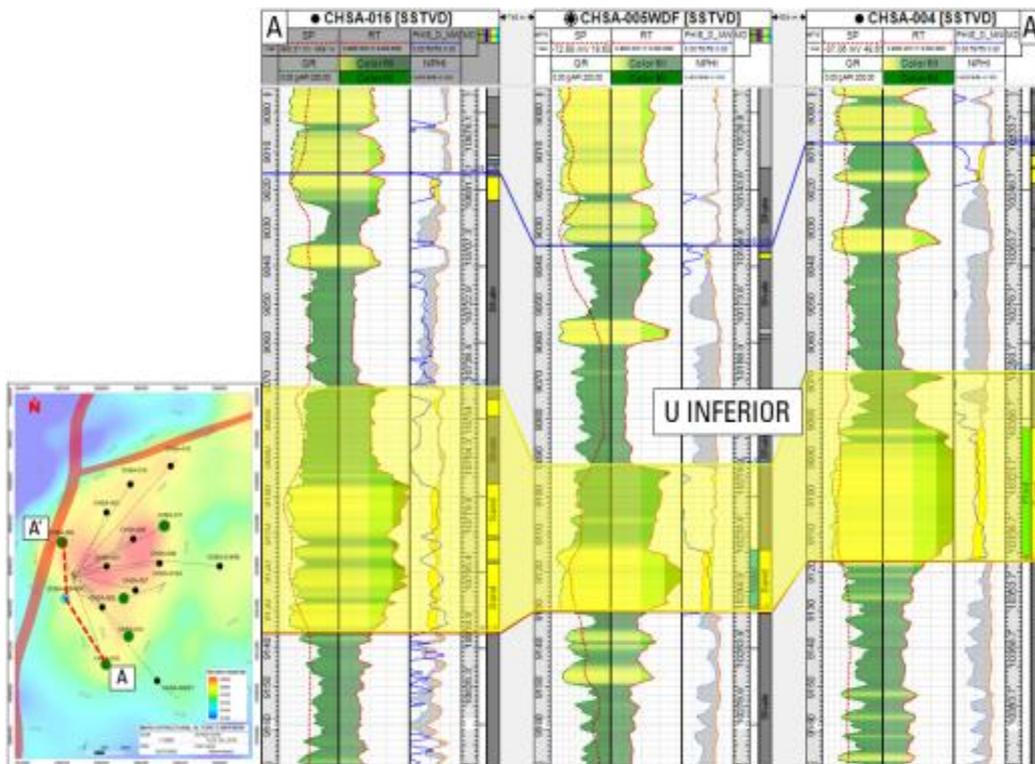
Se observa que la Unidad U Inferior de la Formación Napo subyace bajo una secuencia intercalada de estratos calcáreos, arenosos, lutíticos regionalmente continuos que actúan como sellos que impiden la irrupción de fluidos hacia los estratos superiores.

El reservorio U Inferior tiene un espesor aproximadamente de 10' – 40' (TVD), constituido de arenas con buenas características petrofísicas (permeabilidad – porosidad) intercalada con niveles lutíticos y arcillolíticos de ambiente marino costero.

En el corte estructural Norte - Sur podemos observar los estratos que yacen sobre la Unidad U Inferior Formación Napo son: U Superior (60' TVD), Caliza "A" (185' TVD), Caliza "M-2" (70' TVD), Caliza "M-1" (70' TVD), Lutita Napo (115' TVD), Formación Tena (695' TVD), todas estas unidades suman un espesor de 1,125'.

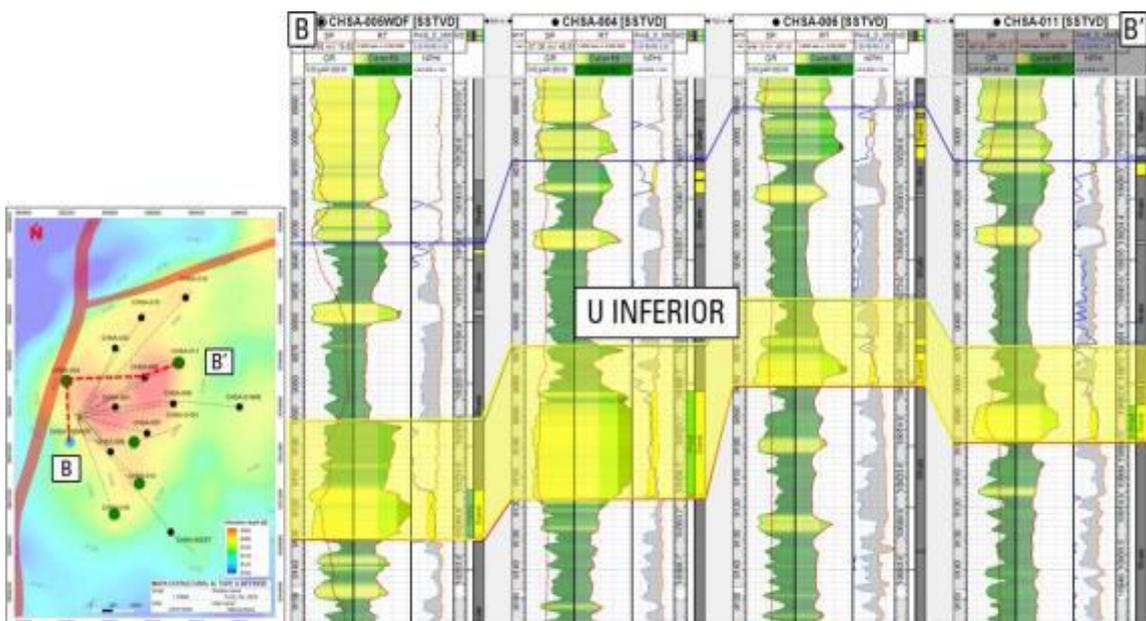
En el corte estructural Este - Oeste también se observa la buena continuidad lateral de los estratos en la unidad U Inferior, lo que permitirá tener éxito en la reinyección de agua.

Fig. 32: Zona Piloto: Corte Estructural - Dirección Norte - Sur



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Fig. 33: Zona Piloto: Corte Estructural - Dirección Este – Oeste



Fuente: Shaya Ecuador S.A

2.18 Establecer los pozos candidatos para convertirlos en inyectoros

Para la selección de los pozos candidatos los cuales serán utilizados en el desarrollo de este proyecto de inyección de agua, se analizará el estado mecánico del pozo, su estado productivo, cerrado, para con mejores criterios técnicos escoger los mejores prospectos.

Estado actual del Pozo Chonta Sur-5wiw

Historial Del pozo

El pozo CHONTA SUR-5 es un pozo direccional tipo S, el cual inició la perforación en abril del 2015, alcanzando una profundidad medida de 10,880' y finalizan operaciones de Completación y Pruebas Iniciales (CPI) en mayo del 2015; la máxima inclinación es 15.49° @ 3,900', de acuerdo con la figura 34.

Completacion y Pruebas Iniciales (13-may-2015)

- Inician operaciones el 06 de mayo del 2015
- Bajaron BHA combinado de limpieza y molienda en tándem para 9 5/8" csg y 7" csg con 6 1/8" broca tricónica en 5 1/2" DP hasta 10,775'.
- Con unidad de cable eléctrico corren registros eléctricos para evaluación de cemento: GR-CCL-CBL-VDL-IMAGEN. Sección repetida desde 10,160 hasta 10,560'. Sección principal desde 10,789' – 7,789'. Buena calidad de cemento en zona de interés y objetivos secundarios
- Bajaron con cable eléctrico cañones de alta penetración @ 5dpp hasta 10,750'. Punzaron intervalo de yacimiento U Inferior:

Yacimiento "U-inf": 10238' - 10254 (16') @ 5dpp

- Bajaron equipo BES P23X EN 4 1/2" TTGM TBG, clase "A". (2) bombas P23X H6 SSD, (104 + 68 ETAPAS), SERIE 538. MOTOR, 562 - MSP1 HX SERIE: 562, S/N: 13674058 P/N: C314422, 252 HP, 2275 VOLT, 67 AMP. Separador de gas serie: 513, camisa de refrigeración 7" (42 FT).
- Realizan prueba de producción a la yacimiento U inferior con el siguiente resultado:
- Finalizan operaciones el 13 de mayo del 2015.

WO: #01 Reparar Equipo BES (01-abril-2016)

- Inician operaciones el 01 de abril del 2016
- Controlan pozo bombeando en total 850 bls de salmuera kcl 8.4 ppg
- Levantó la sarta y técnico de ALS tomó lecturas eléctricas encima del tbghanger así: F-T = 0 mohm (a tierra) y F-F = 5.7/4.9/5.5 ohm (desbalanceado). Luego cortó el cable debajo del tbghanger y tomó lecturas eléctricas así: F-T = 0 mohm (a tierra) y F-F = 5.7/4.9/5.5 ohm (desbalanceado) confirmando falla eléctrica de fondo.
- Sacan completación actual en tubería 4-1/2", 1-80, 12.60#, TTGM, retirando el BHA encima del equipo BES la camisa salió en posición cerrada.
- Técnicos de ALS realizaron pulling del equipo BES: todo el ensamblaje giró suave. el housing de las dos bombas limpias, y en la cabeza e intake se observó un poco de arena y parafina. Los housings de los protectores y el pothead del motor, igualmente muestran pequeñas cantidades de arena y parafina. Todas las demás piezas salieron limpias y sin señales de corrosión ni escala. las cámaras de los protectores no se revisaron. Los dos tramos de cables de potencia salieron eléctricamente bien. El motor con aceite limpio y las siguientes lecturas eléctricas: F-F= 1.4/0.9/1.6 ohm (desbalanceado) y F-T = 0 mohm (a tierra).
- Armó completación con equipo BES (BOMBA D460N, 244 ETAPAS) con camisa de refrigeración + motor maximus serie 456, 180 HP.
- Bajó BES en tubería 4-1/2", L-80, 12.6#, TTGM hasta 10080' profundidad sensor.
- Retiran BOP 11" 5M, instalan línea de flujo a la estación y probó con 300 psi durante 10 minutos, ok.
- Técnico de adrialpetro realizó quickconnector de superficie
- Realizan prueba de giro y se escogió el giro "forward" como el correcto
- Realizó la prueba de producción con 57 hz:
- **bfpd = 1491 bls; p intake = 4,235 psi; The = 11 hrs; Fre = 57 hz**
- Terminan operaciones y liberó el rig a las 20:00 hrs de abril 06 de 2016

WO: #02 Fractura Hidráulica Yacimiento U Inferior (24-Junio-2018)

- Inician intervención el 09 de junio del 2018.
- Controlan pozo con fluido de control de 8.43 lpg.
- Sacan equipo BES D460N hasta superficie.

- Desarman BHA de producción.
- Bajaron BHA de calibración y limpieza hasta 10,695'. Bombearon 20 bls de pildora viscosa, desplazan, suben BHA de limpieza 50' sobre la formación U inferior, desplazan y circulan hasta retornos limpios. Sacan BHA de limpieza y desarman.
- Arman BHA de fractura con 7" x 3 1/2" eueflexpack packer mecánico y bajan en 3 1/2" eue tubería hasta 10,149', recuperan standing valve y asientan packer a 10,048', aplica 23klbs de peso. Bombean 60 blsone step según programa. Desplaza con gel lineal hasta la formación UI y dejan en remojo, realizan data frac bombeando 150 bls con gel activado y desplaza con gel lineal, envían data para rediseño de fractura.
- Realizan fractura hidráulica bombeando 449 bls de fluido de fractura a 20bpm y 3,904 psi, desplaza con 88 bls de gel lineal a 6,435 psi (presión máxima), empleadas 31,296 lbs de apuntalante carbolite 20-40 y en formación: 29,673 lbs. Profundizan sarta hasta constatar fondo operativo a 10,305', sacan y asientan packer a 10,048'
- Abren camisa de circulación @ 9,956', con con running tool asientan bomba JET D6 en camisa. Evalúan yacimiento UI con bomba JET D6
P. INY: 2,900 PSI, Q. INY: 68 BPH, 1,632 BPD, Total INY: 2,700 BBLS, Q. PROD: 5 BPH – 120, BPD, TOTAL REC: 266 BBLS, BSW INY: 100 %, BSW RET: 96 %, BSW PROD: 42 %, Salinidad: 8,000PPM CL
- Sacan BHA de evaluación / fractura
- Arman equipo BES RC1000
- Bajaron BES RC1000 hasta 10,054', (profundidad de intake @ 9,999').
- Realizan pruebas de producción de la yacimiento u inferior con equipo BES RC1000: parámetros: 56 Hz - Pip: 1,371 Psi - Ti: 226 F - Tm: 252 F - 23 Amp - 26 Bph - 624 Bpd
- Finalizan operaciones el 24 de junio del 2018 a las 19:00 hrs

WO: #03 Reparar Equipo BES

- Inician Operaciones el 3 de noviembre del 2018
- Depresurizan pozo, realizan TBG punch a 9890' controlan el pozo con 33 bls de fluido de control de 8.43 ppg.
- Sacan equipo BES RC1000, desarman BHA de producción
- Desarman equipo BES RC1000

- Realizan corrida de bloque de impresión y encuentran apoyo a 10,465', sacan herramientas y desvisten unidad.
- Arman BHA de evaluación
- Bajaron BHA de evaluación
- Instalan TBG hanger y asientan en la sección B
- Suspenden operación con el RIG en el pozo Chonta Sur-5 WO #03 el 7 de noviembre del 2018 y queda en evaluación RIGLESS.
- Re-inician operaciones en el pozo Chonta Sur-5 WO #03 el 14 de noviembre del 2018
- Despresurizan pozo, slickline recupera bomba JET a 10,098', Well Services inicia bombeo de nitrógeno a una tasa de 250 SCFM con 200 psi
- Despresurizan pozo, colocan TWCV.
- Levantan sarta y recuperan BHA de evaluación
- Arman equipo BES RC1000
- Arman BHA de producción
- Bajaron equipo BES RC1000
- Realizan evaluación de producción de la yacimiento U Inferior con equipo BES RC1000 al tanque del RIG, último registro de producción en el tanque horizontal:

Tabla 8: Registro De Producción En El Tanque Horizontal

Hora	PI (psi)	PD (psi)	TI (°F)	TM (°F)	FREC. (Hz)	BFPH (bbl)	BFPD (bbl)	BSW (%)
21:00	1052	4056	225	298	56	15.6	375	98

- Finalizan operaciones el 21 de noviembre del 2018.

WO: #04 Reparar Equipo BES (15/Ene/2019)

- Inician operaciones en el pozo Chonta Sur-5 WO #04 con el RIG SLR-55 EL 08 de enero del 2019 a las 09H00.
- Desconectan QCI en superficie. Toman nivel del fluido: TUBING 138.5'/138.5' (MD/TVD) y CASING 8,691'/8,619' (MD/TVD). Abren camisa de circulación de 3.5" X 2.81" a 9,882'. Verifican presión 0 PSI en cabeza. Verifican presión 0 PSI

- Desarmar BHA de producción
- Desarmar equipo BES RC1000
- Armar equipo BES RC D1000NX CR CT
- Armar BHA de producción
- Bajan EQUIPO BES RC1000
- Realizan evaluación de producción de LA YACIMIENTO U INFERIOR con equipo BES RC1000 al tanque del RIG.

Tabla 9: Prueba de Producción

Hora	PI (psi)	PD (psi)	TI (°F)	TM (°F)	FREC. (Hz)	BFPH (bbl)	BFPD (bbl)	BSW (%)
0:00	746	4117	225	295	58	14	330	10

- Finalizan operaciones en el pozo CHONTA SUR-5, WO # 4 el 15 de enero del 2019 a las 00H00.

WO: #05 Pulling Simple (04-MAYO-2019)

- Inician operaciones en el pozo Chonta Sur-5 WO # 05 con el RIG TUSCANY 111, el 27 de abril del 2019 a las 14h00.
- Toman nivel de fluido, 8,011' en casing, 9,825' en tubing. toman presión en tubing: 120 psi. desgasifica pozo, verifica 0 psi por tubería y anular. pozo en periodo de observación, sin evidenciar presencia de flujo. Nota 1: operación de apertura de camisa 3 1/2" x 2.81" (9,854'), previamente realizada en la actividad rigless con slickline.
- Retiran bayoneta y cabezal. instalan bop y nipple de campana y flow line. prueban de la conexión entre la sección b y el bop, ok. levantan sarta con 130 klbs. desconectan 11" x 3 1/2" euetubinghanger. sacan equipo bes RC1000 en tubería 3 1/2 eue, quebrando. retira protectores de cable y midjoints.
- Evidencias y hallazgos encontrados: camisa abierta. nogo sin standing valve instalado. tubería externamente limpia. Total de tubería recuperada: (323) juntas 3 1/2" eue (321 en la sarta y 2 en el BHA).

- Desarmar equipo bes.
- Toman nivel de fluido a 9,540'. arman y bajan 5 3/4" bloque impresor hasta 10,230'. bajan 2 1/16" samplebailer hasta 10,430', recuperan restos de gomas y residuos de arena. sacan herramientas y desarmar unidad.
- Arman completación de bombeo hidráulico, retiran 11" 5M BOP, con slickline abren camisa de circulación @ 10,081', prueban circulación ok, sacan herramienta y desarmar unidad, bajan torre, conectan líneas al cabezal, prueban líneas de alta con 3,800 psi durante 15 min. desplazan bomba JET F9 hasta camisa @ 10,081' con unidad MTU.
- Inyección: hora (bls): 3,200, día (bls): 76800, total inyectado (bls): 1,329, bsw inyección (%): 98
- Producción: hora (bls): 14, día (bls): 336, total recuperado (bls): 126, bsw retorno (%): 96, bsw real (%): 77, bsw producción (%): 40, salinidad (ppm): 9200.
- Evaluación de producción extendida de la yacimiento U INF, intervalo 10,238' 10,254' (16'MD) con bomba JET F9 y MTU de trace oil hacia las facilidades de PAM.
- Finalizan operaciones en el pozo CHONTA SUR-5, WO # 5 el 4 de mayo del 2019 a las 12h00.

WO: #06 Completación Dump Flooding para Producir Agua de La Yacimiento Hollín Inferior e Inyectar en la Yacimiento U Inferior

- Inician operaciones en el pozo CHSA-005 WO #6, 24 de diciembre de 2019.
- Toman presiones, Anular y Tubing 250 psi, despresurizan a tanque del rig, verifica pozo estático.
- Toman niveles, Anular 105' / Tubing 110'
- Retiran Sección "C" del cabezal e Instalan conjunto preventor.
- Sacan completación de Bombeo Hidráulico.
- Arman y bajan BHA moledor en 3 1/2" IF Drill Pipe en sencillos hasta 10,300'
- Bombean píldora anti-perdida y desplaza con fluido de control de 8.5 ppg, no se obtiene sello de la Arena U Inferior. Toman nivel, 8,010'
- Preparan 60 Bls de píldora viscosa a mayor concentración, bombean y desplazan con fluido de control de 8.5 ppg
- Realizan prueba de hermeticidad de puenteo de yacimiento U Inferior.

- Realizan limpieza y molienda desde 10,403' – 10,850', se bombea pildora viscosa, circulo pozo y se recuperó arena de fractura
- Arman unidad de Wire line y bajan GR-CCL, correlacionan marca radioactiva.
- Realizan molienda de cemento desde 10,861' hasta 10,873', circulan pozo en reversa y recupera sedimentos.
- Sacan y desarman BHA de molienda.
- Arman BHA de limpieza y acondicionamiento.
- Realizan acondicionamiento de tope de liner a 9,866' 3 paradas con los siguientes parámetros:
 - 4,000 lbs de peso, 40 rpm de rotación, 3 bpm con 300 psi
 - 6,000 lbs de peso, 40 rpm de rotación, 3 bpm con 300 psi
 - 8,000 lbs de peso, 40 rpm de rotación, 3 bpm con 300 psi
- Sacan y desarman BHA de acondicionamiento.
- Realizan registro USIT-CBL-VDL correlacionan profundidad con GR-CCL en modo cemento corrosión desde 10,870' hasta 9,860' y en modo corrosión desde 9,860' hasta 5,000'.
- Arman y bajan BHA de prueba.
- Asientan Flex Packer a 10,110', abre PTV y prueban anular con 1200 psi.
- Arman unidades de Wellservices - CoiledTubing, Arman BHA con Jet Blaster 1 11/16"
- Bajan Herramienta y posicionan frente a perforados de U inferior, Bombean HCL al 7.5% reciprocando sarta entre 10,238' y 10,254'.
- Llenan pozo y realizan SRT a la yacimiento U Inferior.
- Desasientan Packer y Sacan BHA en paradas a la Torre y desarman
- Arman TCP como se menciona:
 - 4 ½" Bull nose
 - 4 ½" Cañón con cargas pjo
 - 4 ½" Espaciador con cargas pure
 - 4 ½" Cañón con cargas pjo
 - 4 ½" Espaciador
 - Cabeza de Disparo
 - (01) 2 7/8" Tubería EUE

2 7/8" DTRV

(02) 2 7/8" Tubería EUE

2 7/8" Marca radioactiva

(18) 2 7/8" Tubería EUE

Flex packer

- Bajan y asientan TCP (Tubing Conveyed Perforating) en 3 1/2" con 10 Klbs a 10,095 ft.
- Aplican 2,400 psi en tubing y espera detonación de Cañones, activación Hidráulica. Verifica detonación.
- Desasientan Packer y Sacan BHA en paradas a la Torre y desarman. Verifican cañones detonados.
- Arman y bajan Lower Completion.
- Arman GR-CCL (Gamma Ray-Casing Collar Locator)y correlacionan marca radioactiva, corrigen desfase
- Asientan Quantum Packer.
- Sacan BHA (Bottom Hole Assembly) en 3 1/2" IF en paradas y desarman.
- Arman y bajan BHA de Prueba. Localizan unidad de sellos, asienta packer HD a 10,768'
- Desasientan Packer HD y sacan BHA de prueba en Paradas.
- Arman y bajan primera sección de la completación.
- Localizan Quantum y asientan Quantum Packer.
- Arman y bajan UpperCompletion.
- Localizan PBR (Polished Bore Receptacle) con 12 Klbs a 9,679', realiza espaciamento, posiciona sarta e instala Tubing Hanger
- Instalan conexión eléctrica bajo el Hanger y asientan en Sección "B" del cabezal.
- Instalan Tubing Head Spool y prueban con 2,400 psi
- Arman y prueban conjunto preventor.
- Arman y bajan Inner String.
- Localizan PBR del Flow X-over con 12 klbs a 4,047.91', realizan espaciamento
- Instalan Tubing Hanger y prueban con 2,000 psi
- Asientan Tubing Hanger en Sección "C" del Cabezal.

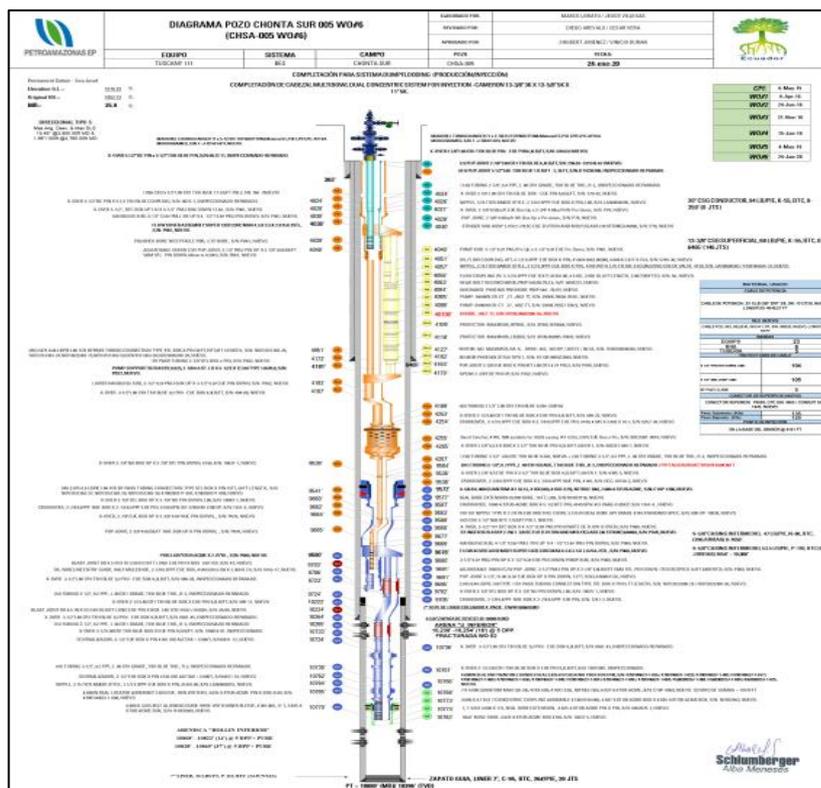
- Técnico de Mission Petroleum arman sección “D” prueban hermeticidad de los sellos con 2400 psi x 15 min, ok. Instalan brida ciega de 3 1/8” x 5m psi en válvula lateral de la sección “C” ok. instalan bayoneta e instrumentación.
- Realizan Step Rate Test a la Arena U inferior con los siguientes parámetros:

Tabla 10: Prueba De Tasa De Flujo Paso A Paso

STEPS	QINY, BPM	QINY, BFPD	TIEMPO, MIN	PRESION, PSI
1	1.00	1,440	15	0
2	1.50	2,160	15	0
3	2.00	2,880	15	0
4	2.50	3,600	15	397
5	2.80	4,032	15	410

- Acondicionan instrumentación y facilidades para arranque de equipo BES
- Realizan Evaluación de producción de la Arena Hollín Inferior con el equipo BES S4000N a facilidades del Rig.
- Finalizan operaciones del WO # 06 en el pozo CHSA-005 el 24 de enero 2020.

Fig. 34: Estado Mecánico Actual Del Pozo Chonta Sur-5WIW



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Chonta Sur-5WIW: Estado de Cementación y Corrosión

Durante el WO# 6 se realizó un registro de cementación (USIT Ultrasonic imager tools-CBL Cement Bond Logging-VDL Variable Drilling Load-GR-CCL) el 5 de enero del 2020 en el pozo Chonta Sur-5. Ver la figura 35, donde se muestra la totalidad del registro.

A continuación, se presentan las condiciones de cemento en las zonas a inyectar, yacimiento U Inferior, intervalos: 10,238' - 10,254' MD (16ft), por encima y por debajo de la misma:

- En el mapa de cemento (se observa buena distribución del cemento en el espacio anular por arriba y debajo de la zona de interés.
- Al frente del intervalo de inyección de la yacimiento U Inferior el CBL muestra valores menores a 20 mV), indicando la zona cañoneada.
- Sobre el intervalo de inyección se observa valores de CBL menores de 5 mV, indicando un buen sello hidráulico.
- Por debajo de la zona de interés se observan valores de CBL menores 8 mV, lo cual corresponde, a una buena cementación.
- En general, se observan fuertes arribos de formación evidenciando la adherencia del cemento a la formación, por debajo y por arriba de la zona de inyección.
- Considerando lo anteriormente expuesto se concluye que existe un buen sello hidráulico lo cual garantiza que el agua inyectada estará confinada en la yacimiento U Inferior.

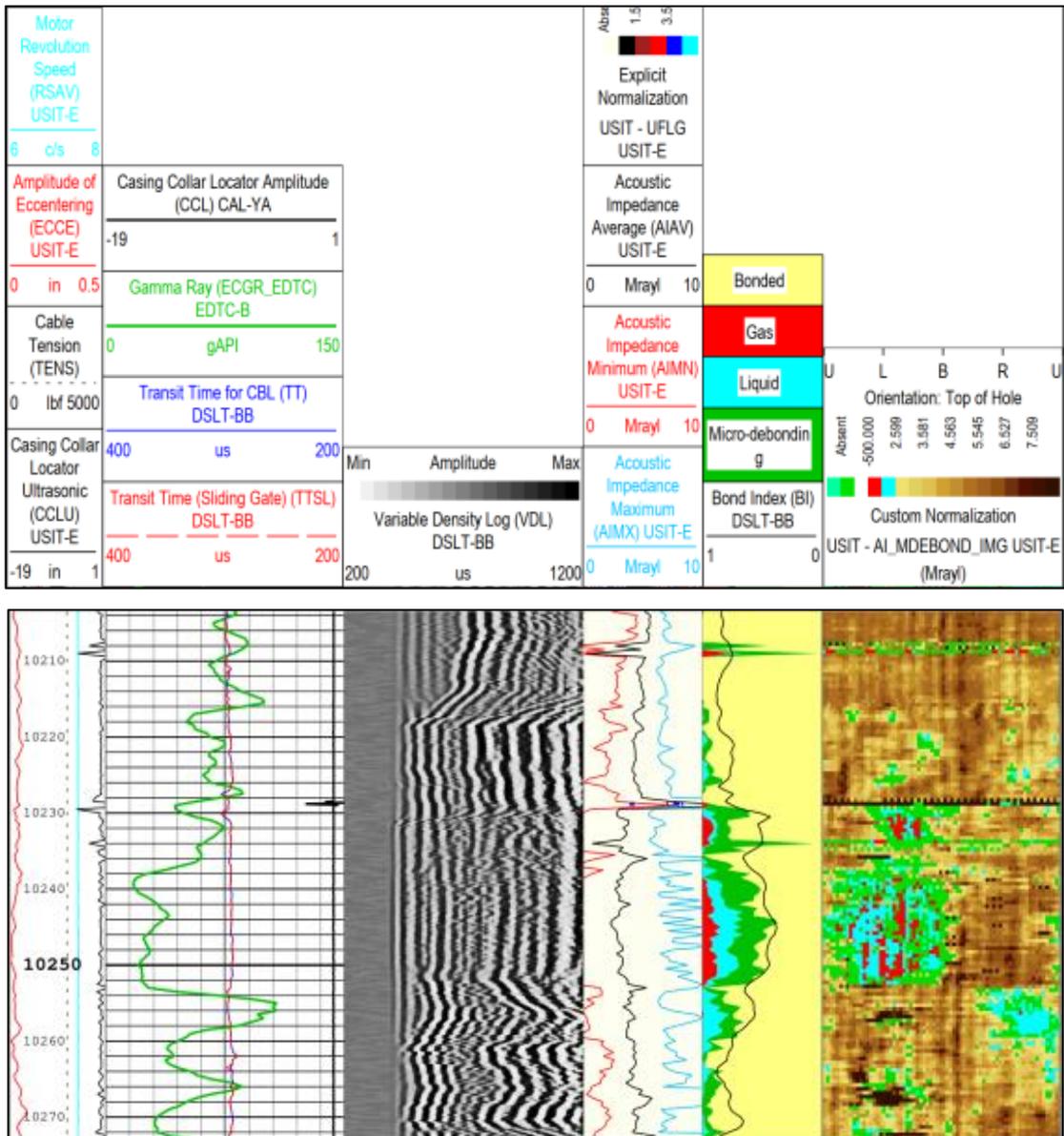
Para el intervalo de la zona de producción de agua, yacimiento Hollín Inferior, intervalos: 10,808'–10,822' (14') MD y 10,828'-10865' (37') ft-MD, se presenta:

- El mapa de cemento demuestra una uniforme distribución del cemento en el espacio anular.
- Por encima y en el intervalo productor se observan valores de CBL menores a 6 mV.
- Fuertes arribos de formación evidenciando la adherencia del cemento a la formación, en el tope de la yacimiento Hollín Inferior, justo por encima de la zona productora de agua.
- No se identifican deterioros que comprometan la aislación entre zonas, debido a la presencia de buena calidad de cemento que permiten el sello hidráulico al tope,

mientras que en la base no se cuenta con dato; sin embargo, el cemento se muestra en buenas condiciones a lo largo de la completación.

Con lo anterior expuesto se garantiza el buen aislamiento hidráulico por encima y por debajo del intervalo para inyectar en la yacimiento U Inferior e igualmente en los intervalos de producción de agua en el reservorio Hollín Inferior.

Fig. 35: Registro Cemento Y Corrosión – U Inferior (Tomado En Revestidor De 7’)



Yacimiento U Inferior, Intervalo: 10,238’ - 10,254’ MD (16’)

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

2.19 Calidad de Agua de Formación Productora Hollín Inferior

Se tiene disponibilidad de análisis fisicoquímicos del laboratorio acreditado para pozos de los campos Chonta Sur-Chonta Este. Se tomó como referencialos resultados de análisis fisicoquímicos realizados en los pozos Chonta Sur-5, Chonta Este-03D y Chonta Este-6 en la yacimiento U Inferior, los cuales presentan mayor producción de agua en relación con los pozos de Chonta Sur que producen de esta yacimiento.

Los resultados mostrados en la Tabla No 11, se observa que el agua de formación contiene sólidos suspendidos totales entre 17,482 ppm y 27,108 ppm, dando cumplimiento al numeral c.4 del artículo 29 del RAOHE D.E 1215 (sólidos totales disueltos mayor a 5,000 ppm). Adicionalmente, los análisis físico-químicos, presentados en las Tablas No 9, 10 y 11 demuestran que el agua de la yacimiento “U Inferior”, no es apta para el consumo humano, ni riego, ni uso pecuario, ya que no cumplen 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. Con base a oficio emitido por la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador U Inferior es clasificada como yacimiento tradicionalmente productora de hidrocarburos corroborando en las Tablas 11 y 12, se muestran los parámetros analizados en el laboratorio acreditado donde se determina que el agua de la yacimiento “U Inferior”, no es apta para riego agrícola ni uso pecuario.

Tabla 11: Análisis De Fisicoquímico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior”
(comparación con tabla no 1 del tulsma: criterios para calidad de fuentes de agua para consumo humano y doméstico)

				CHSA-005UI	CHEA-006UI	CHEA-003UI	
				No Muestra	19008493-AG003	1908493-AG001	1909133-AG001
				Fecha de muestreo	29-Aug-19	29-Aug-19	29-Aug-19
Distancia al pozo CHSA-005 Km				0 km	8.2 km	8.2 km	
PARAMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	Valor medidos	Valor medidos	Valor medidos	
Aceites y grasas	Sustancias solubles en Hexano	mg/l	0.3	29	19	2	
Arsenico	As	mg/l	0.1	<0.002	<0.001	<0.01	
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30	<30	<30	
Bario	Ba	mg/l	1	0.15	1.4	12	
Cadmio	Cd	mg/l	0.02	<0.0004	<0.0002	<0.002	
Cianuro	CN	mg/l	0.1	<0.001	<0.001	<0.001	
Cobre	Cu	mg/l	2	<0.02	<0.01	<0.1	
Color	Color real	Unidades de Platino-Cobalto	75	16	874	82	
Cromo Hexavalente	Cr+6	mg/l	0.05	<0.04	<0.04	<0.002	
Fluoruro	F	mg/l	1.5	1.2	<10	<25	
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<4	129	139	5300	
Demanda Bioquímica de oxígeno (5 días)	DBO5	mg/l	<2	461	5025	1464	
Hierro total	Fe	mg/l	1	0.59	0.41	1.5	
Mercurio	Hg	mg/l	0.06	<0.0004	<0.0002	<0.002	
Nitratos	NO3	mg/l	50	<1.3	<10	<25	
Nitritos	NO2	mg/l	0.2	<1.3	<10	<25	
Potencial Hidrógeno	pH	Unidades de pH	6-9	8.4	8.4	7.4	
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0.002	<0.001	<0.01	
Selenio	Se	mg/l	0.01	<0.004	<0.002	<0.02	
Sulfatos	SO4	mg/l	500	95	99	156	
Hidrocarburos totales de Petróleo	TPH	mg/l	0.2	29	13	ND	
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100	292	148	88	

Fuente: Shaya del Ecuador S.A.

Tabla 12: Análisis De Físico-Químico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior” (comparación con tabla no 3 del tulsma: criterios de calidad de agua para riego agrícola)

				CHSA-005UI	CHEA-006UI	CHEA-003UI	
				No Muestra	19008493-AG003	1908493-AG001	1909133-AG001
				Fecha de muestreo	29-Aug-19	29-Aug-19	29-Aug-19
Distancia al pozo CHSA-005 Km				0 km	8.2 km	8.2 km	
PARAMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	Valor medidos	Valor medidos	Valor medidos	
Aceites y grasas	PelículaVisible		Ausencia	29	19	2	
Aluminio	Al	mg/l	5	<0.04	<0.02	<0.2	
Arsénico	As	mg/l	0.1	<0.002	<0.001	<0.01	
Berilio	Be	mg/l	0.1	<0.0008	<0.0004	<0.004	
Boro	B	mg/l	0.75	0.76	18	35	
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	<0.0004	<0.0002	<0.002	
Zinc	Zn	mg/l	2	0.052	0.011	<0.1	
Cobalto	Co	mg/l	0.01	<0.0004	0.0053	0.106	
Cobre	Cu	mg/l	0.2	<0.02	<0.01	<0.1	
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30	<30	<30	
Cromo	Cr+6	mg/l	0.1	<0.0008	<0.0004	0.014	
Flúor	F	mg/l	1	1.2	<10	<25	
Hierro	Fe	mg/l	5	0.59	0.41	1.5	
Huevos de parásitos			Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	
Litio	Li	mg/l	2.5	0.106	1.5	5.2	
Materia Flotante	Visible		Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	
Mercurio	Hg	mg/l	0.001	<0.0004	<0.0002	<0.002	
Manganeso	Mn	mg/l	0.2	0.031	0.089	1.2	
Molibdeno	Mo	mg/l	0.01	0.0009	0.005	0.044	
Níquel	Ni	mg/l	0.2	<0.004	<0.002	<0.02	
Nitritos	NO2	mg/l	0.5	<1.3	<10	<25	

Fuente: Shaya del Ecuador S.A.

Tabla 13: Análisis De Físico-Químico Del Agua De La Yacimiento “U Inferior” (comparación con tabla no 5 del tulsma: criterios de calidad de agua para uso pecuario)

				CHSA-005UI	CHEA-006UI	CHEA-003UI
No Muestra				19008493-AG003	1908493-AG001	1909133-AG001
Fecha de muestreo				29-Aug-19	29-Aug-19	29-Aug-19
Distancia al pozo CHSA-005 Km				0 km	8.2 km	8.2 km
PARAMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	Valor medidos	Valor medidos	Valor medidos
Aluminio	Al	mg/l	5,0	<0.04	<0.02	<0.2
Arsénico	As	mg/l	0,2	<0.002	<0.001	<0.01
Boro	B	mg/l	5,0	0.76	18	35
Cadmio	Cd	mg/l	0,05	<0.0004	<0.0002	<0.002
Zinc	Zn	mg/l	25,0	0.052	0.011	<0.1
Cobalto	Co	mg/l	1,0	<0.0004	0.0053	0.106
Cobre	Cu	mg/l	2	<0.02	<0.01	<0.1
Cromo Cr	Cr+6	mg/l	1,0	<0.0008	<0.0004	0.014
Mercurio	Hg	mg/l	0,01	<0.0004	<0.0002	<0.002
Nitratos	NO3	mg/l	50	<1.3	<10	<25
Nitritos	NO2	mg/l	0,2	<1.3	<10	<25
Plomo	Pb	mg/l	0,05	<0.002	<0.001	<0.01
Coliformes fecales	NMP	NMP/100 ml	1000	<30	<30	<30
Sólidos disueltos totales	SDT	mg/l	3000	18100	17482	27108

Calidad de Agua de Formación Productora Hollín Inferior

El Art. 61 de RAOHE D.E 1215 establece lo siguiente:

“Recuperación mejorada. - 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”.

En cumplimiento con el artículo previamente expuesto, a continuación, se presenta la fuente de agua a utilizar a corto plazo y los planes a mediano y largo plazo. En cuanto a la fuente de agua a ser tratada e inyectada, será provista por la producción de agua del reservorio Hollín Inferior, Del mismo pozo **Chonta Sur -5WIW**, intervalo 10,808’ – 10,822’ (14’) y 10,828’ – 10,865’ (37’) MD, mediante completamiento “Dumpflooding” (producción e inyección).

El pozo **Chonta Sur -5WIW** produce agua del mismo pozo de La yacimiento Hollín Inferior para inyectar en la yacimiento U Inferior y fue completado con un sistema de inyección “Dumpflooding” que, por su configuración mecánica, permite lograr este objetivo. De esta manera se direcciona el fluido de Hollín Inferior a U Inferior sin afectar cuerpos hídricos superficiales. Ya que el agua producida fluye por tubing nuevo (i.e.

espacio anular entre tubería de ID: 5 1/2" y tubería OD: 2 7/8") e inyecta por tubería nueva de OD: 2 7/8". (i.e. Ver Diagrama Propuesto, en Anexo 2).

El yacimiento Hollín Inferior es productor de hidrocarburos en los campos Auca Sur, Auca y campos contiguos ubicados hacia el sur y norte del Bloque 61. En el campo Chonta Sur, los estudios de subsuelo indican que, en esta zona el yacimiento Hollín Inferior se encuentra parcialmente saturada de hidrocarburos, razón por la cual no se considera apta para el consumo humano. El agua del yacimiento Hollín Inferior presenta las mismas características del agua asociada a la producción, como se observa en las áreas hidrocarburíferas.

La estación de deshidratación más cercana es la estación Rumiyacu ubicada aproximadamente a 5 Km al sur Del pozo Chonta Sur-5WIW. En dicha estación se procesan actualmente 10 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, en el corto plazo, al proyecto piloto de inyección propuesto en el campo Chonta Sur. Adicionalmente, debido al espacio disponible y capacidad de tratamiento en la estación Rumiyacu, se tiene visualizado, en el mediano plazo, migrar y centralizar el proceso de deshidratación en la Estación Cononaco, ubicada a 9 km al sur del pozo Chonta Sur-5WIW, para manejar la producción de agua de los campos ubicados al sur del Bloque 61.

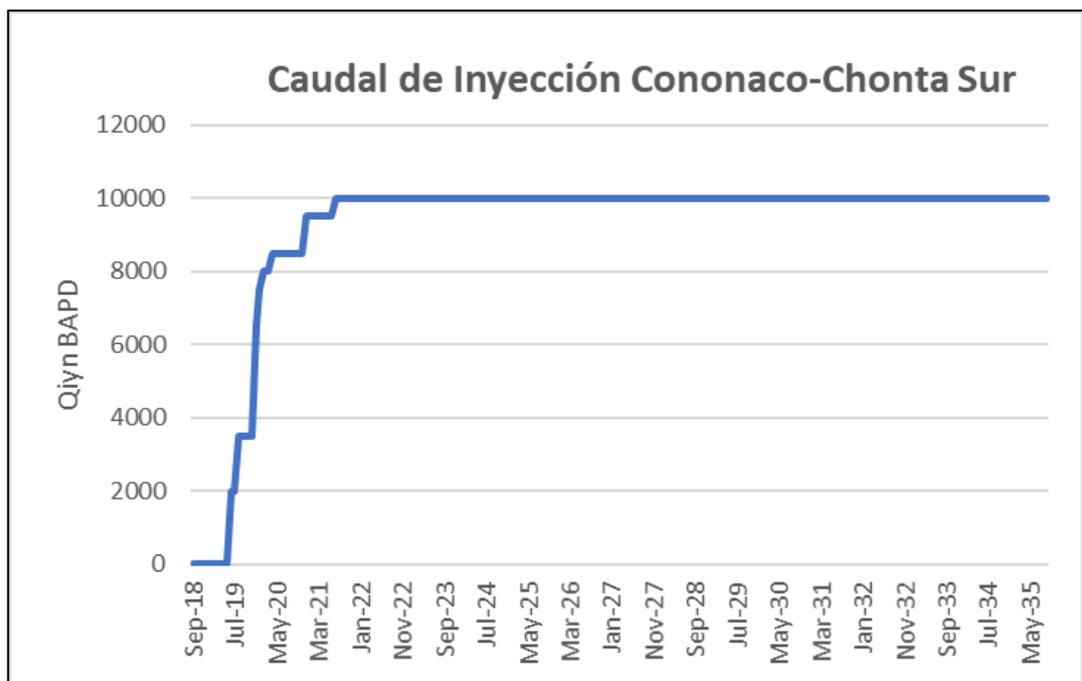
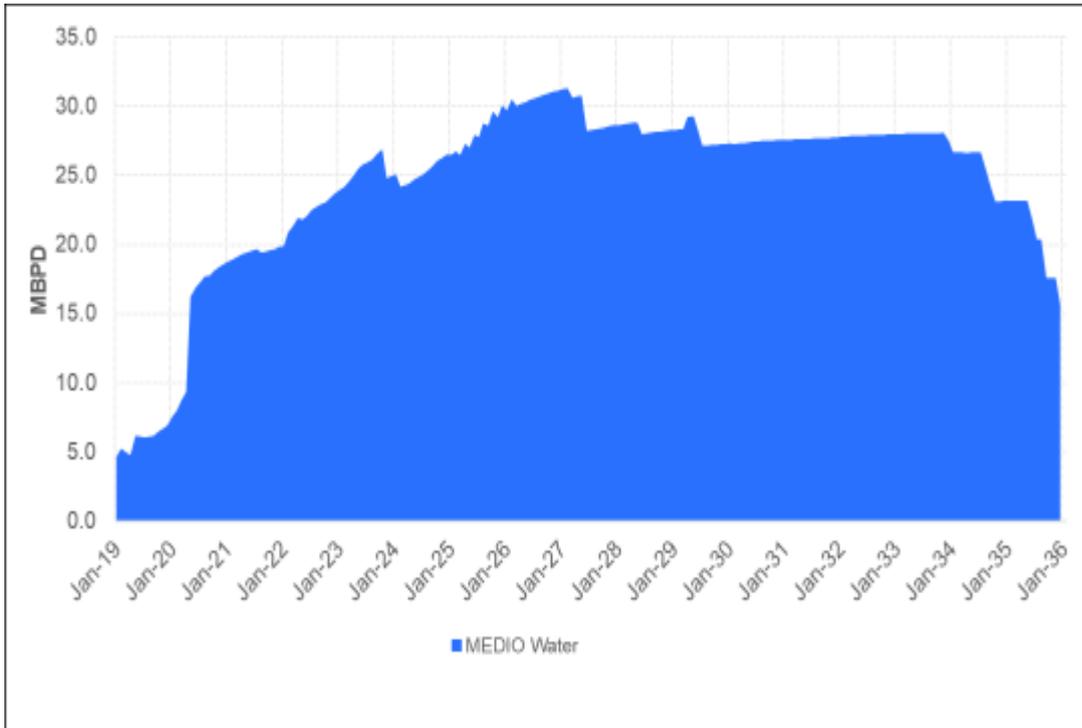
En la figura 6 se muestra un perfil estimado del volumen de agua que se manejaría en la estación Cononaco incluyendo los proyectos de inyección de agua para recuperación secundaria, este perfil estimado se obtuvo mediante un modelo de simulación numérica considerando el volumen que se requiere inyectar. Al realizar un balance entre el pronóstico del volumen de agua a ser procesada en la Estación Cononaco y el pronóstico del volumen de agua requerida para inyección para recuperación secundaria en el área Sur, se observa que el volumen de agua requerido para inyección en el área de estudio, en el corto plazo, supera el volumen de agua procesada en la estación Cononaco; por lo tanto, la producción de agua de los pozos del área no es suficiente para abastecer el volumen de agua de inyección máxima requerida.

Aproximadamente a mayo del 2020 se esperaba que el volumen de agua procesada en la estación Cononaco sea suficiente para abastecer los proyectos de inyección actualmente implementados em Cononaco y ChontaSur.

Por lo antes expuesto, la opción de procesar y transportar agua desde la estación Rumiyacu hasta el pozo Chonta Sur-5 no es factible porque existe el riesgo de no poder abastecer un posible crecimiento del proyecto de inyección. Se planea como mejor alternativa la producción de agua del yacimiento Hollín Inferior, para suministrar el agua requerida por el proyecto piloto de inyección durante los primeros años. A mediano y largo plazo, se está evaluando utilizar el agua asociada a la producción que será procesada en la estación Cononaco, con la posible implementación de un sistema de tratamiento de agua producida en dicha estación para lo cual se requiere la construcción de una planta de tratamiento, instalación de bombas de inyección y la red de distribución (líneas de inyección de alta presión) desde la estación Cononaco hasta los pozos inyectoros.

Este proyecto se evaluará en función de los resultados de los pilotos de inyección implementados recientemente en los campos Cononaco y Chonta Sur. Una vez definido el concepto final, el inicio de construcción, tanto de la planta de tratamiento como la red de distribución dependerá del proceso de licenciamiento de las áreas afectadas. La construcción se iniciará una vez sean liberadas las áreas autorizadas y se estima tenga una duración de 2 años y medio. Durante este tiempo, para el proyecto de inyección en Chonta Sur se utilizará el agua de la formación Hollín Inferior. El pozo Chonta Sur-5WIW fue completado para cumplir doble función: productor de agua de la yacimiento Hollín Inferior e Inyector de agua en la yacimiento U Inferior; por lo tanto, el agua a inyectarse se obtendrá del mismo pozo inyector lo cual generará un menor impacto ambiental, ya que no se requiere la construcción de líneas de alta presión.

Fig. 36: Volumen De Agua Estimado Em Estación Cononaco



Fuente: Shaya Del Ecuador S.A.

Los análisis físico-químicos realizados para el agua de la yacimiento Hollín Inferior (detallado en Anexo 5) demuestran que no es apta para consumo humano, ni riego, ni uso pecuario como se muestran en las Tablas No 14, 15 y 16, 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 yacimiento Hollín Inferior se tomaron del pozo Chonta Sur-10 del campo Chonta Sur.

Tabla 14: Análisis De Fisicoquímico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (comparación con tabla no 1 del tulsma: criterios para calidad de fuentes de agua para consumo humano y doméstico)

				CHSA-010HI
				No Muestra 19008493-AG002
				Fecha de muestreo 29-Aug-19
				Distancia al pozo CHSA-005 Km 0 km
Parametro	Expresado como	Unidad	Criterio de Calidad	Valor medidos
Aceites y grasas	Aceites y Grasas	mg/l	0.3	51
Arsenico	As	mg/l	0.1	<0.001
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30
Bario	Ba	mg/l	1	0.13
Cadmio	Cd	mg/l	0.02	<0.0002
Cianuro	CN	mg/l	0.1	<0.001
Cobre	Cu	mg/l	2	<0.01
Color	Color real	Unidades de Platino-Cobalto	75	16
Cromo Hexavalente	Cr+6	mg/l	0.05	<0.04
Fluoruro	F	mg/l	1.5	1.2
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<4	32
Demanda Bioquímica de oxígeno (5 días)	DBO5	mg/l	<2	132
Hierro total	Fe	mg/l	1	<0.04
Mercurio	Hg	mg/l	0.006	<0.0002
Nitratos	NO3	mg/l	50	<1.3
Nitritos	NO2	mg/l	0.2	<1.3
Potencial Hidrógeno	pH	Unidades de pH	6-9	8.5
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0.001
Selenio	Se	mg/l	0.01	<0.002
Sulfatos	SO4	mg/l	500	103
Hidrocarburos totales de Petróleo	TPH	mg/l	0.2	45
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100	31

Fuente: Shaya del Ecuador S.A

Tabla 15: Análisis De Fisicoquímico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (comparación con tabla no 3 del tulsma: criterios de calidad de agua para riego agrícola).

				CHSA-010HI
				19008493-AG002
				29-Aug-19
Distancia al pozo CHSA-005 Km				0 km
Parametro	Expersado como	Unidad	Criterio de Calidad	Valor medidos
Aceites y grasas	PelículaVisible	mg/l	Ausencia	51
Aluminio	Al	mg/l	5	0.04
Arsénico	As	mg/l	0.1	<0.001
Berilio	Be	mg/l	0.1	<0.0004
Boro	B	mg/l	0.75	0.59
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	<0.0002
Zinc	Zn	mg/l	2	<0.01
Cobalto	Co	mg/l	0.01	<0.0002
Cobre	Cu	mg/l	0.2	<0.01
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1000	<30
Cromo	Cr+6	mg/l	0.1	<0.0004
Flúor	F	mg/l	1	1.2
Hierro	Fe	mg/l	5	<0.04
Huevos de parásitos			Ausencia	Ausencia
Litio	Li	mg/l	2.5	0.086
Materia Flotante	Visible		Ausencia	Ausencia
Mercurio	Hg	mg/l	0.001	<0.0002
Manganeso	Mn	mg/l	0.2	0.013
Molibdeno	Mo	mg/l	0.01	<0.0004
Níquel	Ni	mg/l	0.2	<0.002
Nitritos	NO2	mg/l	0.5	<1.3

Fuente: Shaya del Ecuador S.A.

Tabla 16: Análisis De Físicoquímico Del Agua De La Yacimiento Hollín Inferior (Comparación Con Tabla No 5 Del Tulsma: Criterios De Calidad De Agua Uso Pecuario)

				CHSA-010HI
				19008493-AG002
				29-Aug-19
Distancia al pozo CHSA-005 Km				0 km
PARAMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	VALOR MAXIMO	Valor medidos
Aluminio	Al	mg/l	5.00	0.04
Arsénico	As	mg/l	0.20	<0.001
Boro	B	mg/l	5.00	0.59
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	<0.0002
Zinc	Zn	mg/l	25.00	<0.01
Cobalto	Co	mg/l	1.00	<0.0002
Cobre	Cu	mg/l	2.00	<0.01
Cromo Cr	Cr+6	mg/l	1.00	<0.0004
Mercurio	Hg	mg/l	0.01	<0.0002
Nitratos	NO3	mg/l	50.00	<1.3
Nitritos	NO2	mg/l	0.20	<1.3
Plomo	Pb	mg/l	0.05	<0.001
Coliformes fecales	NMP	NMP/100ml	1,000	<30
Sólidos disueltos totales	SDT	mg/l	3,000	829

Fuente: Shaya del Ecuador S.A.

En las Tablas 14, 15 y 16, 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.

Adicionalmente, de acuerdo con los análisis disponibles para el campo Chonta Sur, la inyección de agua proveniente de la yacimiento Hollín Inferior, en la yacimiento Napo U Inferior, no ocasionará problemas de taponamiento. Esta conclusión se obtiene a partir de los resultados de los análisis de compatibilidad entre los pozos Chonta Sur-10 (Hollín Inferior) y Chonta Sur-5 (ver anexo 7). En ninguna de las muestras analizadas y en las proporciones de mezcla, existen cambios considerables de coloración ni formación de precipitados; por lo tanto, las aguas son compatibles en todas las proporciones de las mezclas analizadas. En el proyecto de inyección de agua del campo Chonta Sur se inyecta 100% agua de Hollín Inferior.

Las muestras después de ser expuestas a temperaturas a 50° C, 60° C y 90° C de manera estática durante 24 y 48 horas respectivamente no presentan formación de precipitados lo que muestra que son compatibles. Ambas muestras inicialmente presentan una coloración café clara, por lo que no se puede determinar variación en su coloración durante el análisis. Aguas 100% compatibles en todas las proporciones de mezcla. Asimismo, los valores de pH para la muestra de 100% agua de formación del pozo Chonta Sur-5 son menores y esto se mantiene después de ser expuesta a la temperatura. El pH de las muestras va incrementando de acuerdo va incrementando la concentración de agua del pozo Chonta Sur-10 (agua proveniente de Hollín Inferior). Esta tendencia se mantiene luego de la exposición a 50° C y 60° C durante 24 y 48 horas.

Pruebas de Inyectividad (SRT Step Rate Test) del Pozo Chonta Sur-5WIW

Se iniciaron las pruebas de inyectividad (SRT) el 8 de enero del 2020, con agua de formación proveniente de Hollín Inferior, las cuales se describen a continuación:

De acuerdo al procedimiento establecido para reservorios multicapas según (Barreto, Peres, & Pires, 2011), se inicia la prueba de inyectividad del pozo Chonta Sur -5 de acuerdo a la figura 37, 38, con la siguiente secuencia operativa mostrada en la tabla 15:

1. Bajó BHA de prueba en Drill Pipe 3½". Asientan Flex Packer a 10110 ft. Probó hermeticidad por espacio anular con 1,200 psi por 15 minutos, OK.
2. Prueba líneas de superficie @ 300 / 6,000 psi por 15 minutos, OK.
3. Realizan step rate test a yacimiento U Inferior, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 17: Datos De Presión De Prueba De Inyectividad – Srt # 1 – Yacimiento U Inferior

SRT - UI - CHSA-005WDF				
Caudal de inyección, bpm	Caudal de inyección, baipd	Volumen inyectado, bbl	Tiempo de inyección, Min	Presión en superficie, psi
2.00	2,880	10	5.00	-
3.00	4,320	15	5.00	20
4.00	5,760	20	5.00	50
5.00	7,200	25	5.00	100
6.00	8,640	30	5.00	150
7.00	10,080	35	5.00	200
7.80	11,232	39	5.00	1,400
6.75	9,720	34	5.00	1,376
5.80	8,352	87	15.00	1,410
2.80	4,032	168	60.00	212

4. De acuerdo con la tabla anterior se inicia bombeo con un caudal de 2 barriles por minuto (BPM) para llenar el pozo, no se observó incremento de presión y se subió caudal de 2 a 7.8 BPM (en incrementos de 5 minutos), dónde la presión incrementó de 0 a 1,400 psi. Se bajó el caudal de inyección de 7.8 a 5.8 BPM con una presión en cabeza de 1,410 psi durante 15 minutos. Se realizó un Step final con 2.8 BPM (Caudal máximo de la completación a instalar) con una presión en cabeza de 210 psi por 60 minutos.

Fig. 37: SRT #1 En La Yacimiento U Inferior Con Respecto Al Tiempo

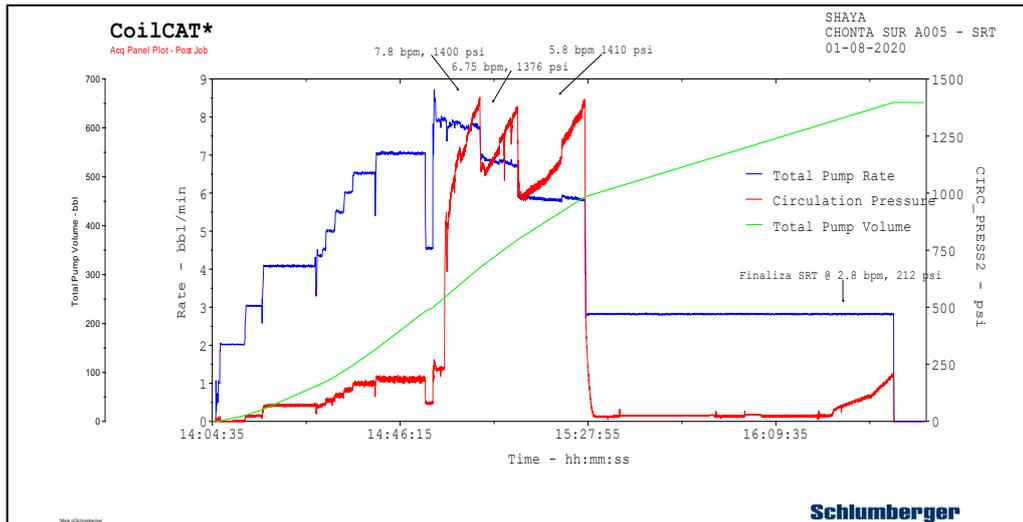
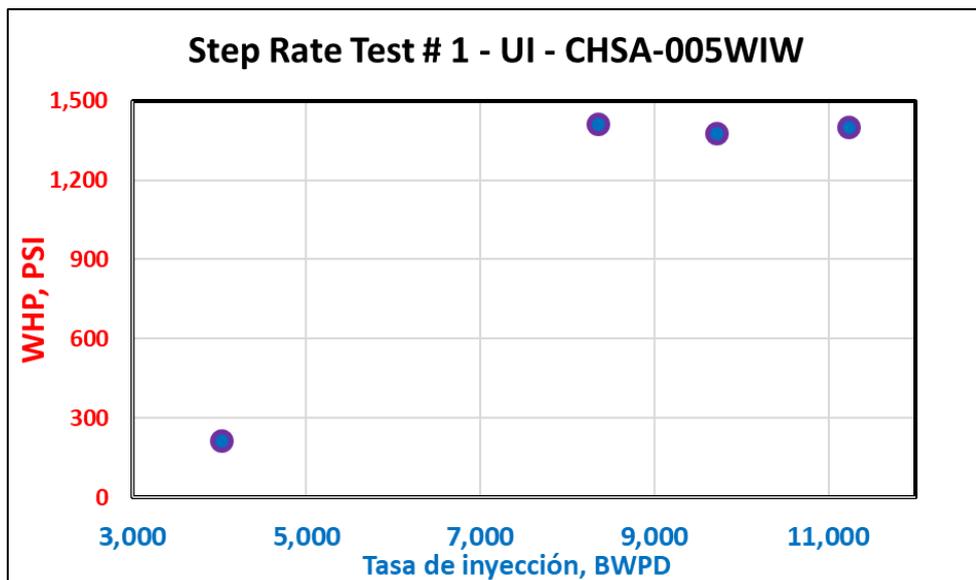


Fig. 38: Resultados Srt #1 En La Yacimiento U Inferior



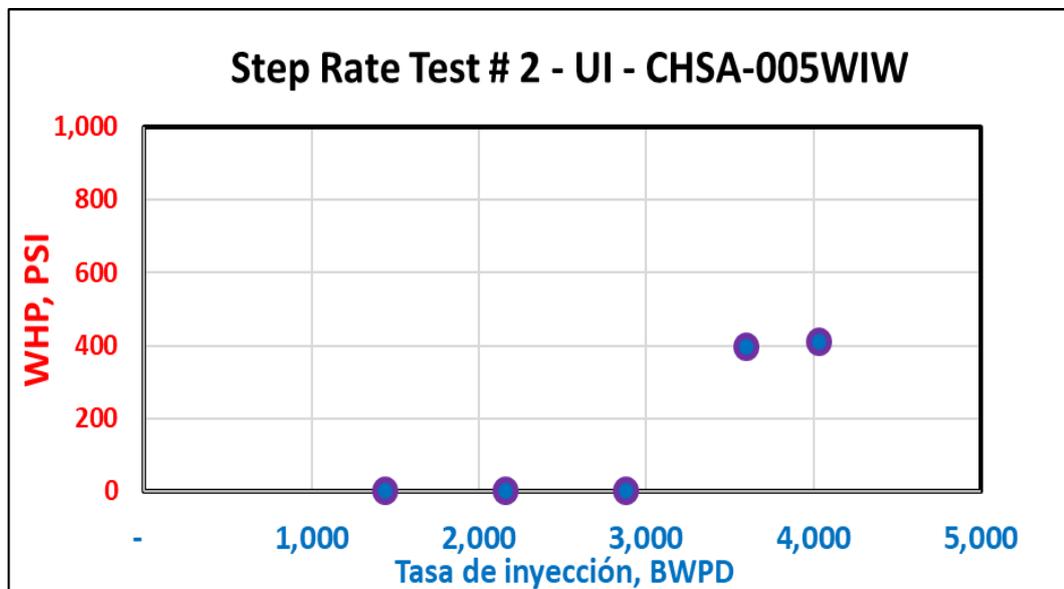
5. Recuperan BHA de prueba e instalan completación final: dumpflooding.
6. Realizan SRT a yacimiento U Inferior a través de Innerstring y la completación dumpflooding con las bombas del taladro de WO. Inició con 2.5 BPM (Barriles por minutos) para llenar el pozo, llenó con 36 bls. A 1, 1.5 y 2 BPM no se tiene presión en cabeza durante 15 minutos cada incremento. A los 2.5 BPM presión incrementó a 397 psi durante 15 minutos; y finalmente se realizó a 2.8 BPM con una presión final en cabeza del pozo de 410 psi de acuerdo con los datos q se muestran en la tabla 18.

YACIMIENTO U INFERIOR

Tabla 18: Datos De Presión De Prueba De Inyectividad – SRT # 2

SRT # 2 - UI - CHSA-005WIW Completación Dumpflooding				
Caudal de inyección, bpm	Caudal de inyección, baipd	Volumen inyectado, bbl	Tiempo de inyección, Min	Presión en superficie, psi
1.00	1,440	15	15	-
1.50	2,160	23	15	-
2.00	2,880	30	15	-
2.50	3,600	38	15	397
2.80	4,032	42	15	410
Total bombeado Bls		147.00	75.00	

Fig. 39: Resultados SRT #2, En La Yacimiento U Inferior



De acuerdo con los resultados de las pruebas de inyectividad según la figura 39, se observó que en el SRT # 1, el pozo tiene buena admisión. Una vez instalada la completación final se realiza SRT con las bombas del taladro de WO con 410 psi de presión en cabeza, se alcanza un caudal de inyección de 2.8 BPM.

2.20 Inyección de Agua

2.20.1 Patron de inyeccion

En general, la selección de un patrón de inyección adecuado para un reservorio depende del número y ubicación de los pozos existentes en concordancia con (Ignatov, 2019), (Tarek Ahmed, 1992). En algunos casos, los pozos productores se pueden convertir en pozos de inyección, mientras que en otros casos puede ser necesario o deseable perforar nuevos pozos de inyección.

Esencialmente, se utilizan cuatro tipos de arreglos de pozos en la inyección de fluidos

Proyectos:

- Patrones de inyección irregulares
- Patrones de inyección periférica
- Patrones de inyección regulares
- Patrones de inyección crestal y basal

Para nuestro caso debido a la disposición de los pozos existentes, nos enfocaremos en el estudio de patrones regulares.

2.20.2 Patrones de inyección regulares

Debido a que los campos petroleros tienen grandes extensiones, los campos se desarrollan en un patrón muy regular. Una amplia variedad de arreglos de pozos de inyección-producción han sido usados en proyectos inyección. Los patrones más comunes, como se muestran en la figura 14-9, son las siguientes:

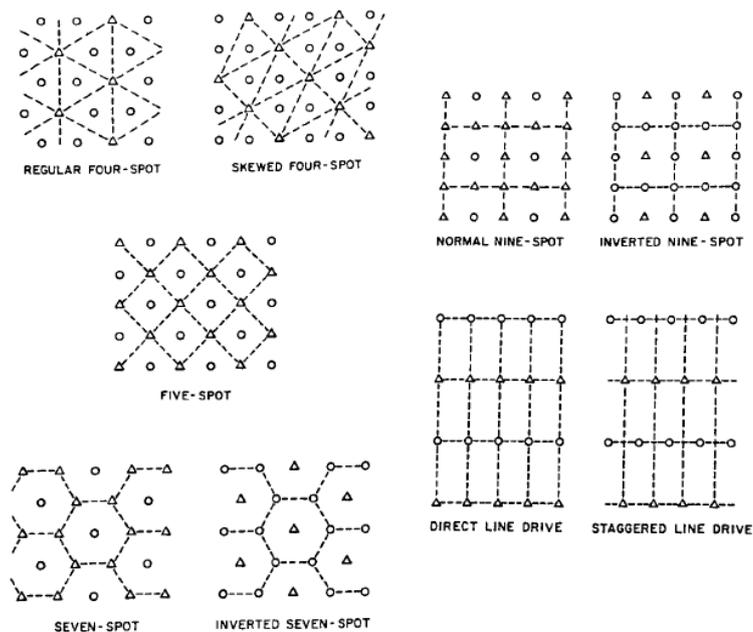
- Accionamiento de línea directa. Las líneas de inyección y producción están directamente opuestas entre sí. El patrón se caracteriza por dos parámetros:

a = distancia entre pozos del mismo tipo.

d = distancia entre líneas de inyectoras y productoras.

- Accionamiento de líneas alternadas. Los pozos están en líneas como en la línea directa, pero ellos los inyectores y los productores ya no se oponen directamente, sino que se desplazan lateralmente por una distancia de $a/2$.
- Cinco pozos: Este es un caso especial del accionamiento de línea escalonada en el que la distancia entre todos los pozos iguales es constante; es decir, $a = 2d$, cualquiera de los cuatro pozos de inyección forman así un cuadrado común pozo de producción en el centro.
- Siete pozos: Los pozos de inyección están ubicados en la esquina de un hexágono, con un pozo de producción en su centro.
- Nueve pozos: Este patrón es similar al del punto cinco, pero con un pozo de inyección adicional perforado en el centro de cada lado del cuadrado. El patrón contiene esencialmente ocho inyectores que rodean un productor.

Fig. 40: Patrones Regulares De Pozos

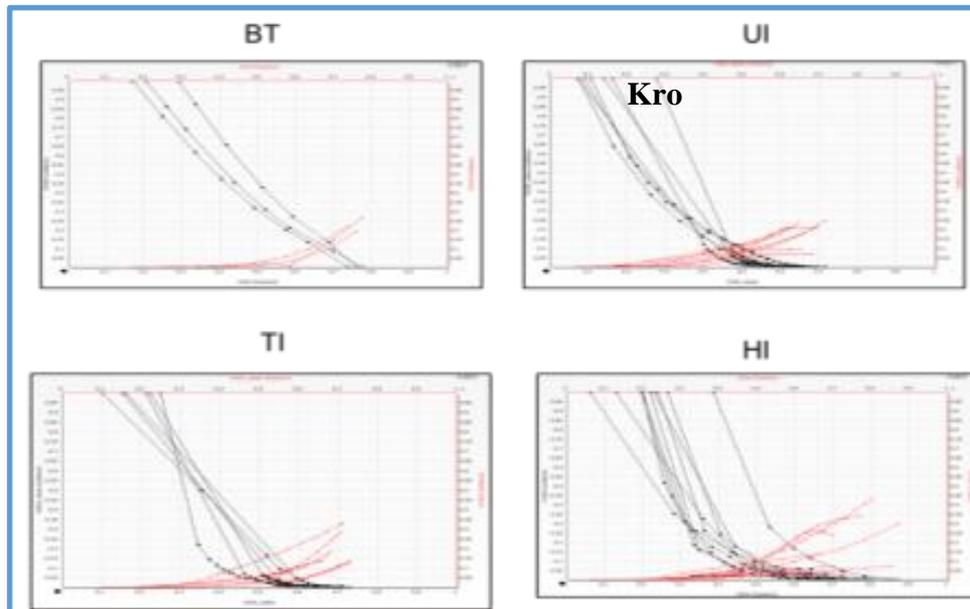


Fuente: (Tarek Ahmed, 1992)

2.21 Permeabilidad Relativa y Puntos Terminales

Se ha realizado la recopilación y análisis de permeabilidad relativa según (Tarek Ahmed, 1992) para todas las yacimientos disponibles de análisis de núcleos de los campos del Bloque 61, tal como se muestra en la figura 41

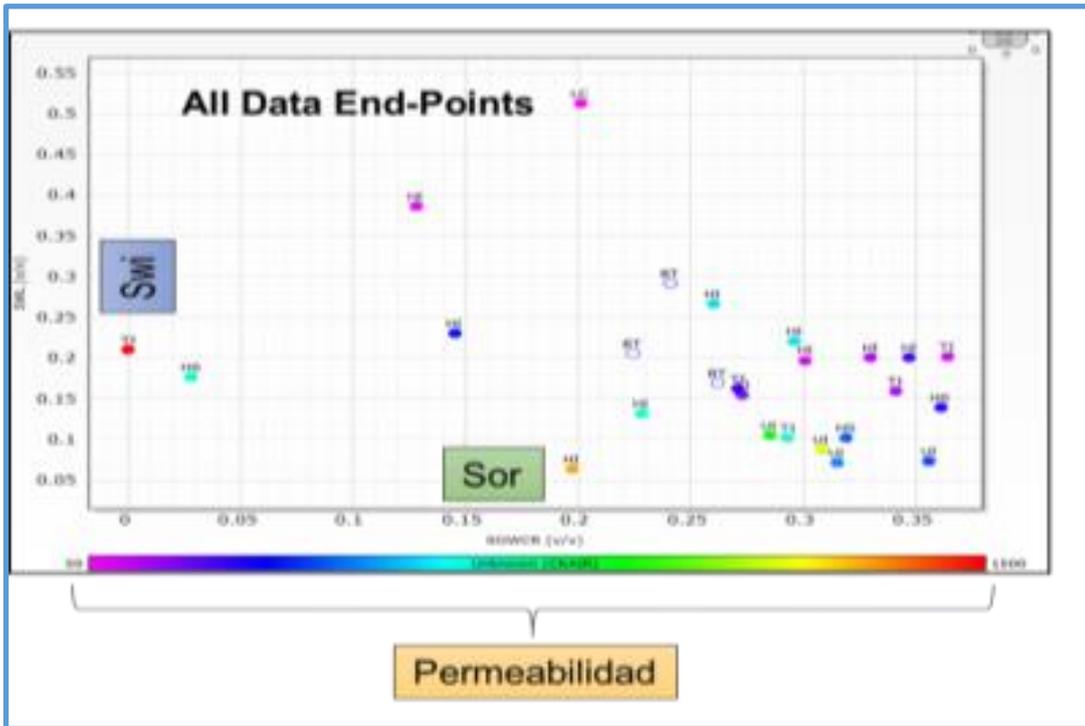
Fig. 41: Curvas Permeabilidad Relativa Recopiladas



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Las curvas de permeabilidad relativas pertenecientes a Napo – U son mojables preferentemente al petróleo. Los puntos terminales que se muestran en la figura 42, sugieren la existencia de una moderada a alta saturación de petróleo residual y bajas a moderadas saturaciones de agua irreductible.

Fig. 42: Resumen De Puntos Terminales



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

CAPITULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS

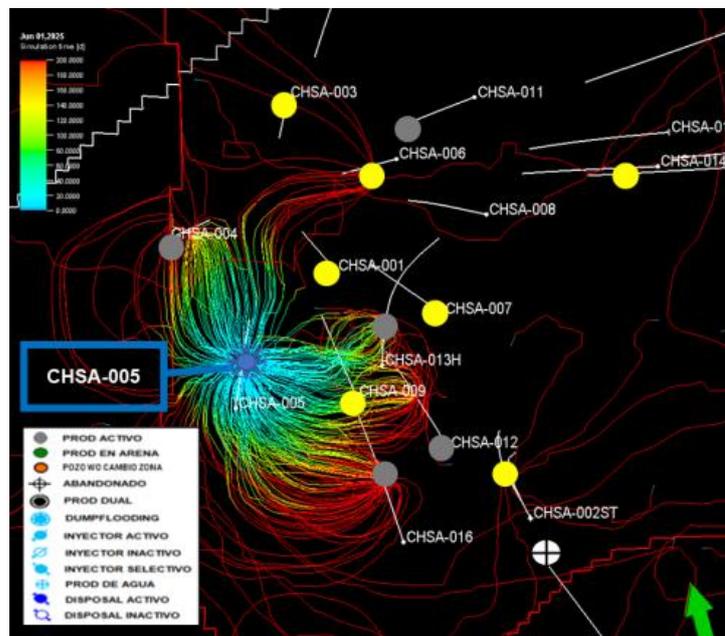
3.1 Selección de Pozos Área de Inyección

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. De acuerdo con Tarek Ahmed para tener un buen volumen contactado se deben cumplir con los siguientes criterios:

- Proveer suficiente capacidad de inyección para lograr el caudal de producción esperado.
- Maximizar la recuperación de petróleo con mínima producción de agua.
- Tomar ventajas de las heterogeneidades del reservorio (Tendencias de permeabilidad o fracturas).
- Ser compatible con el arreglo de pozos existentes y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Permitir que el tiempo de fill-up se de en un tiempo razonable (en caso aplicara).

Para este proyecto se ha seleccionado el área en la siguiente Figura 43.

Fig. 43: Área Piloto De Inyección De Agua: Campo Chonta Sur: Ubicación Del Pozo Chonta Sur 5 Wiw

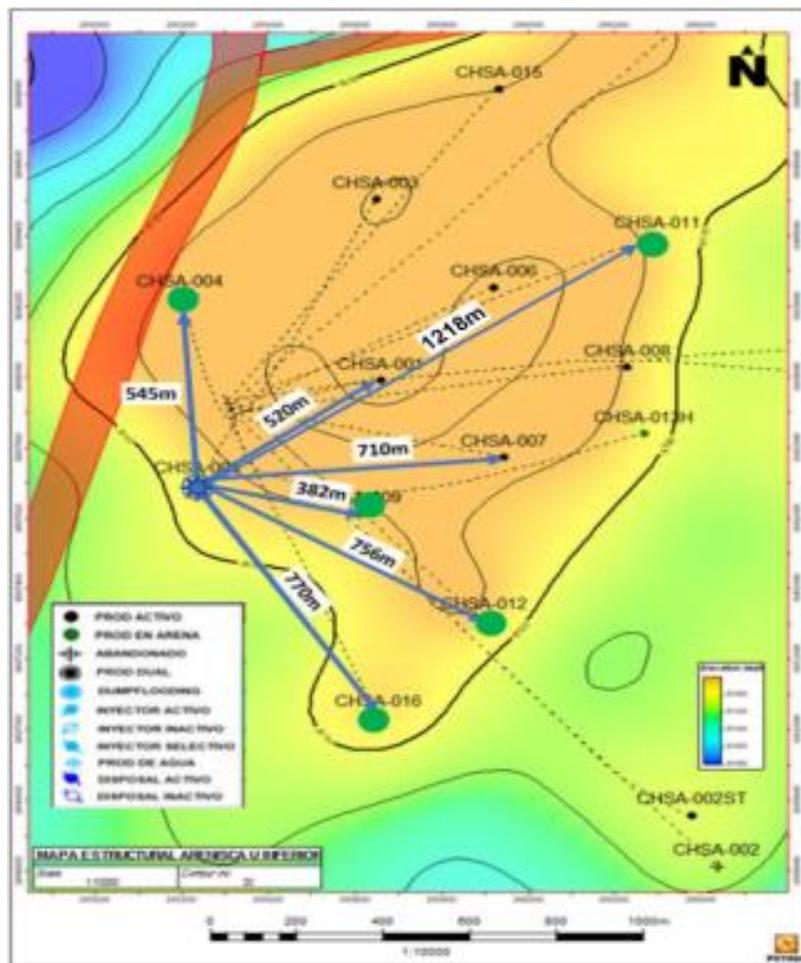


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Los factores con mayor influencia para el arreglo seleccionado fueron: la manera con la cual el yacimiento U Inferior 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 y la estructura del yacimiento. Para este piloto 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 44, 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.

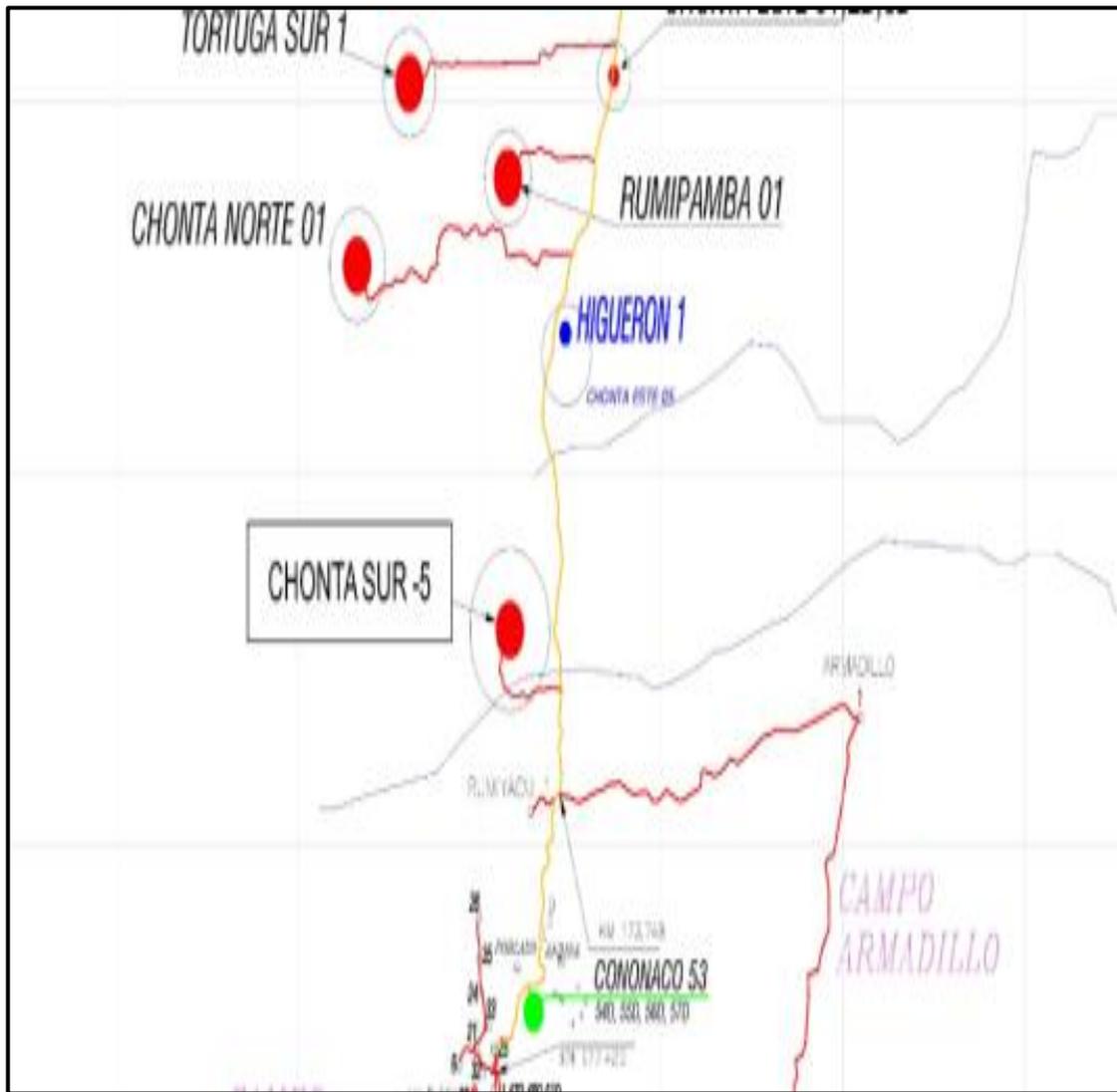
A continuación, en la figura 45, se presenta un mapa con las distancias de los inyectores a los pozos productores:

Fig. 44: Distanciamiento entre Chonta Sur 5wiw a los Productores en Campo Chonta Sur



Fuente: Shaya Ecuador S.A

Fig. 45: Mapa Vial: Pozo Inyector Chonta Sur-5wiw

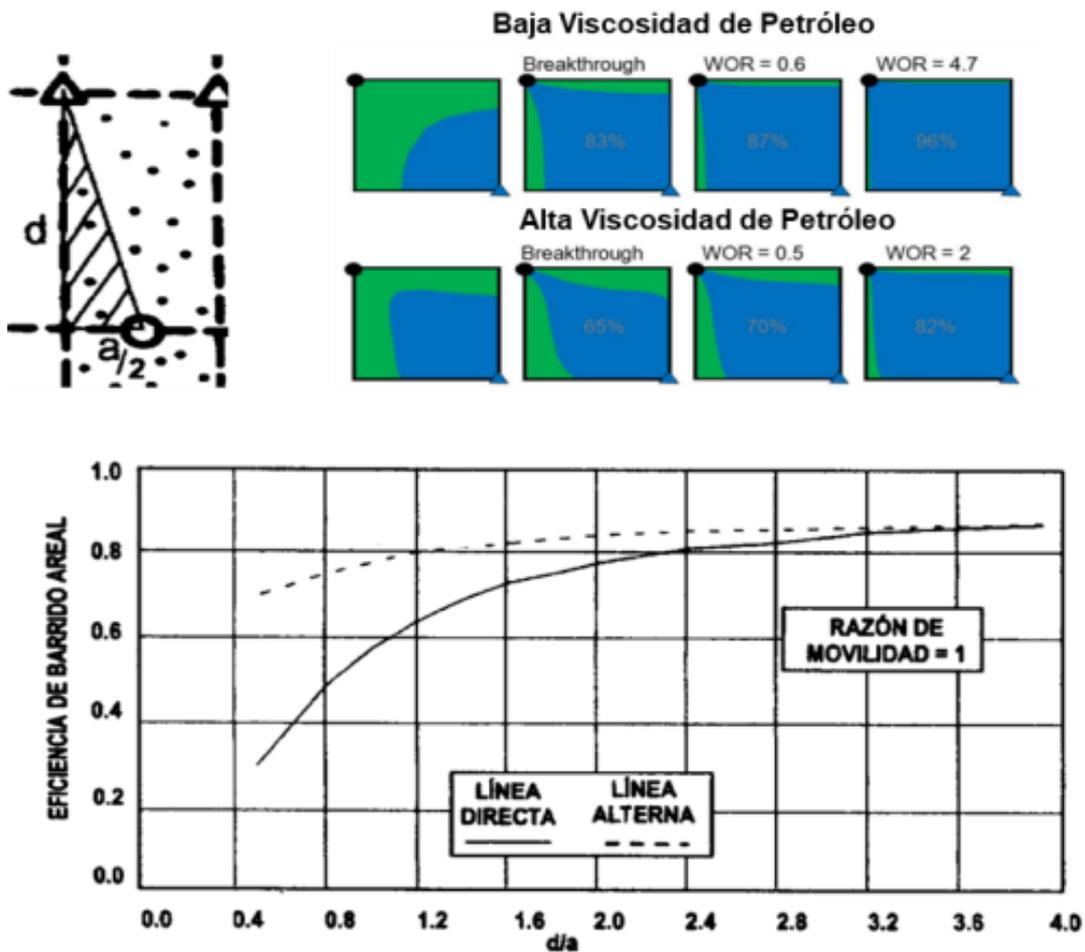


Fuente: Shaya Ecuador S.A

3.2 Simular el Barrido de Petróleo en el Reservorio

Considerando el patrón de inyección de línea alterna con los pozos seleccionados previamente, se ha realizado un análisis para determinar El comportamiento de la irrupción de agua en función de la viscosidad del petróleo. En la figura 46, claramente se observa que un petróleo de baja viscosidad es más movable y por lo tanto necesita un mayor volumen de agua inyectada para alcanzar la irrupción. A diferencia de un petróleo altamente viscoso es menos movable y, por lo tanto, el agua se moverá por canales que le ofrezcan menor resistencia al flujo y por lo tanto rápidamente se alcanzará la irrupción de agua con un bajo volumen de agua inyectada.

Fig. 46: Área Piloto De Inyección De Agua: Campo Chonta Sur



Fuente: Enhanced Oil Recovery, Willhite.

3.3 Área de Inundación Estimada

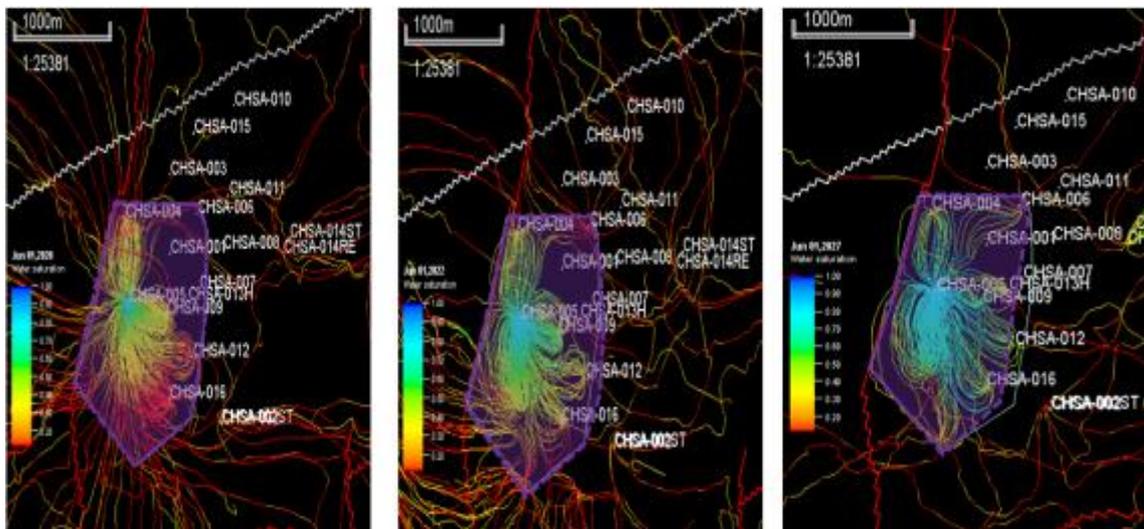
En la figura 48, se muestra en el polígono la estimación del área de afectación por la inyección del pozo Chonta Sur-5WIW; de tal manera, que el área de afectación y el área de inundación es la misma y es de 405.45 acres.

El área de inundación está delimitada por las líneas de flujo que se muestran en la figura 47. Adicionalmente, las líneas de flujo representan la evolución de la saturación de agua a lo largo del tiempo. Se puede apreciar de esta manera la inundación en el yacimiento por parte del volumen de inyección.

El volumen de inyección tiene por objetivo incrementar presión y desplazar petróleo hacia los pozos productores y sus caudales estarán guiados manteniendo un volumen de reemplazo (VRR) entre 1.1 - 1.2, cuando ocurra la irrupción de agua en los pozos

productores parte del volumen inyectado empezará a recircular hacia la superficie; es en este momento en el que área de inundación queda definido. Se tiene previsto una tasa de inyección máxima de aproximadamente 4,000 BAIPD para el pozo inyector Chonta Sur-5WIW.

Fig. 47: Polígono De Afectación Por Efecto De Inyección De Agua - Área De Inundación De U Inferior En Campo ChontaSur.



Sum : Area (in 2D) = 405.45253 acre

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

El modelo de simulación utilizado para el estudio de inyección en Chonta Sur se realizó utilizando un simulador de alta resolución (IX Intersect) que permite efectuar modelos a detalle con: estructuras geológicas complejas, formaciones con alta heterogeneidad, mallas finas. IX Intersect presenta mejora y optimización en su tiempo de cómputo comparado con los simuladores de la actual generación. Una vez realizado el ajuste de historia se efectuó modelos de incertidumbre y optimización (modelos probabilísticos) para las predicciones de los diferentes casos (caso primario, caso inyección de agua). Adicionalmente, con la plataforma Petrel E&P se puede realizar una visualización de las líneas de corriente (streamlines) que genera el pozo inyector sobre los productores y observar La evolución de saturaciones y presiones a lo largo del tiempo.

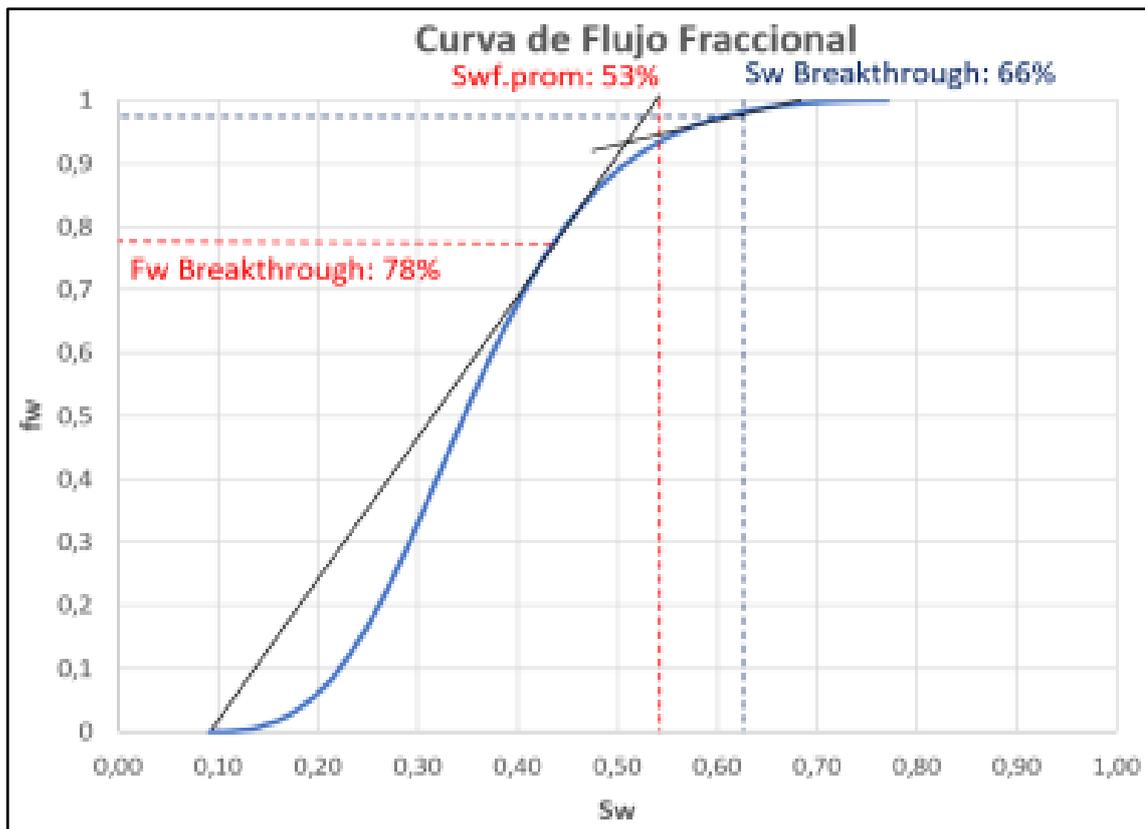
Con la generación de las líneas de corriente se puede contabilizar volúmenes contactados, áreas a ser afectadas, preferencias de flujo, y tiempos de irrupción de agua de inyección.

3.4 Curva de Flujo Fraccional

Se ha realizado un análisis integral de las curvas de flujo fraccional para los distintos yacimientos productivas en el Bloque-61. Aquí se presenta el resultado de la curva promedio utilizada para los cálculos analíticos de recuperación de petróleo por inyección de agua. Cabe mencionarse que esta curva de flujo fraccional según la figura 48 corresponde a un tipo de roca promedio entre RT (Rock type)-1 y RT-2A.

Estos tipos de roca son los que tienen mayor presencia en el reservorio Napo – U Inferior del campo Chonta Sur.

Fig. 48: Curva De Flujo Fraccional Napo U Inferior

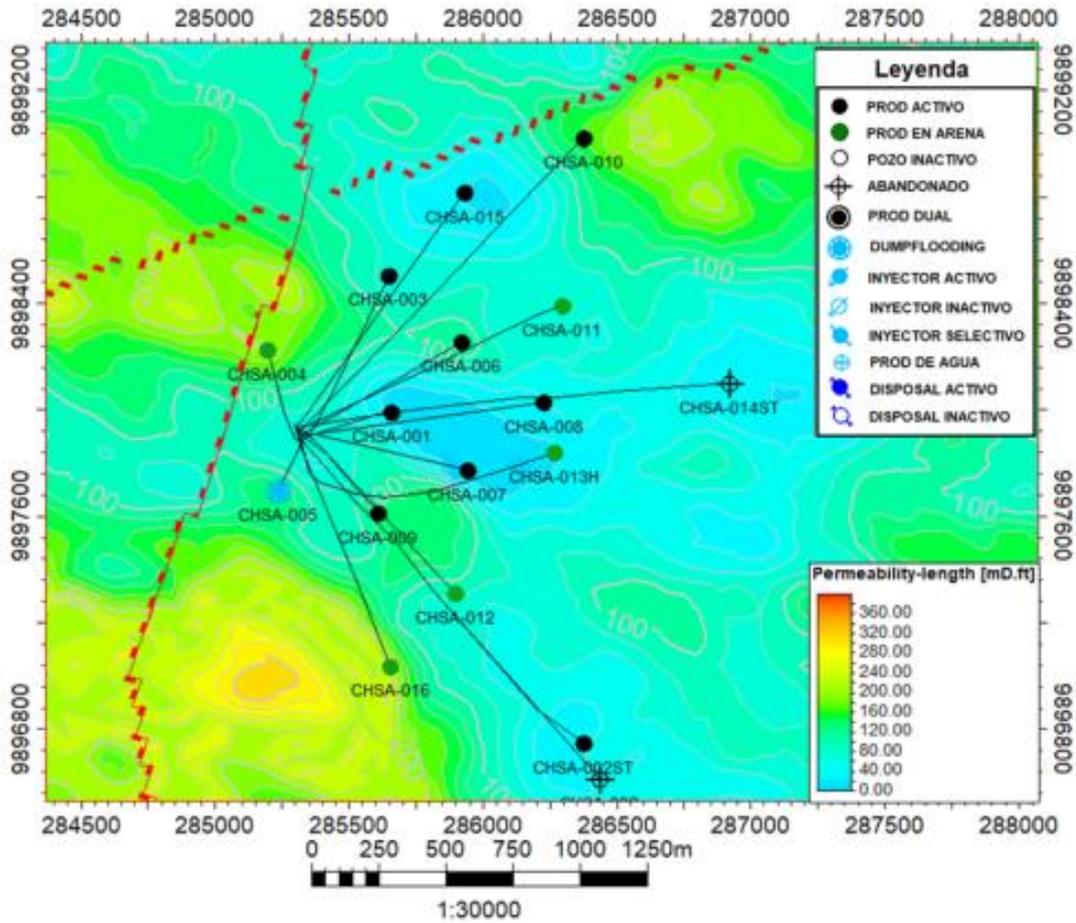


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

3.5 Análisis de Heterogeneidad Areal

Mediante el uso del modelo estático para Chonta Sur, se ha realizado un análisis de la heterogeneidad del yacimiento U Inferior en todas las áreas del campo, presentándose la figura 49 correspondiente para Chonta Sur.

Fig. 49: Mapa De Heterogeneidad – U Inferior



Fuente: Shaya Ecuador S.A

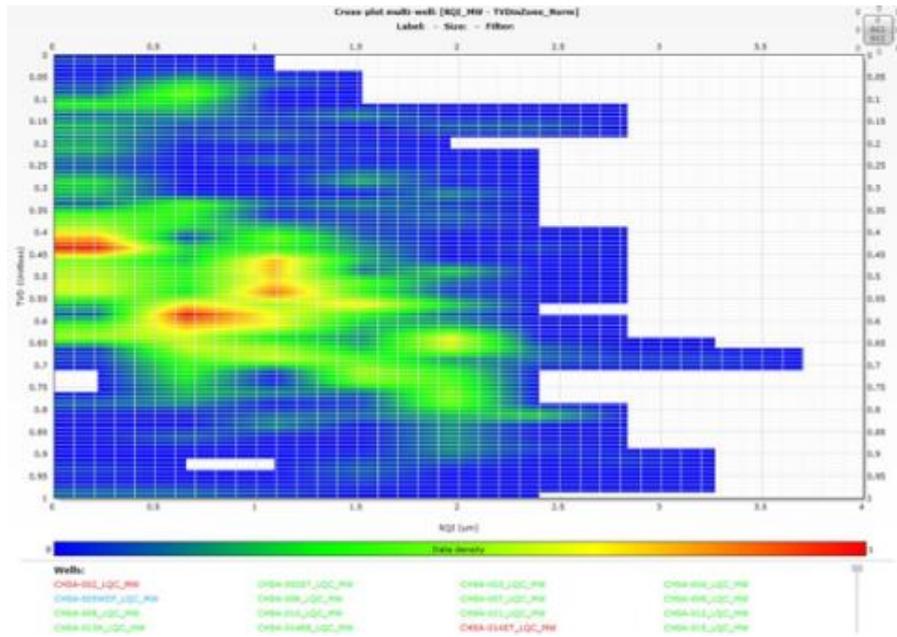
3.6 Análisis de Heterogeneidad Vertical

Se han realizado diferentes análisis para poder predecir el comportamiento del agua inyectada dentro del reservorio. En la siguiente figura, puede apreciarse la distribución vertical del RQI (*Reservoir Quality Index* abreviación en inglés) para el área de Chonta Sur.

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

De acuerdo con los resultados obtenidos, puede concluirse que existen unas altas probabilidades que el agua inyectada se segregue dentro del reservorio (Figura 50).

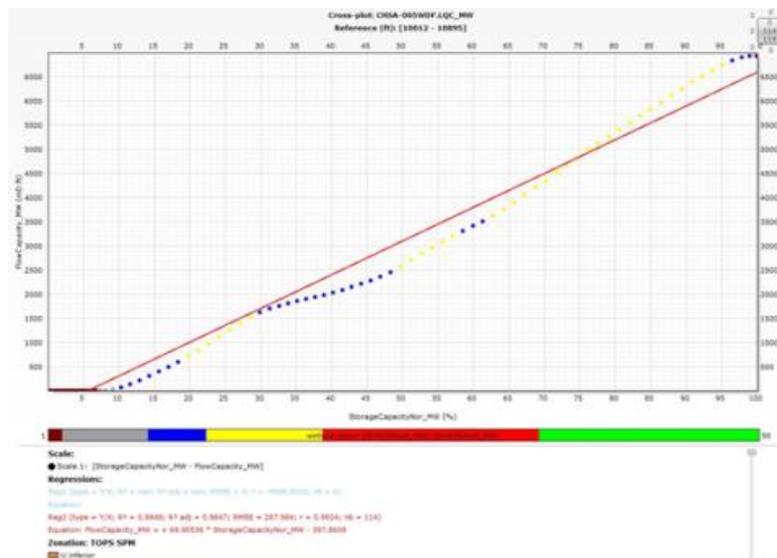
Fig. 50: Distribución Vertical Del Tipo De Roca



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Para complementar el análisis, se ha efectuado un estudio de las eficiencias verticales aplicando la técnica de Lorentz modificado, según a la figura 51. Para el caso d el pozo Chonta Sur-5 puede observarse que muestra un cuerpo masivo con tendencia ligeramente desviada de la homogeneidad, con buenas propiedades para la inyección de agua.

Fig. 51: Chonta Sur 5 Wiw – Técnicas De Lorentz Modificado



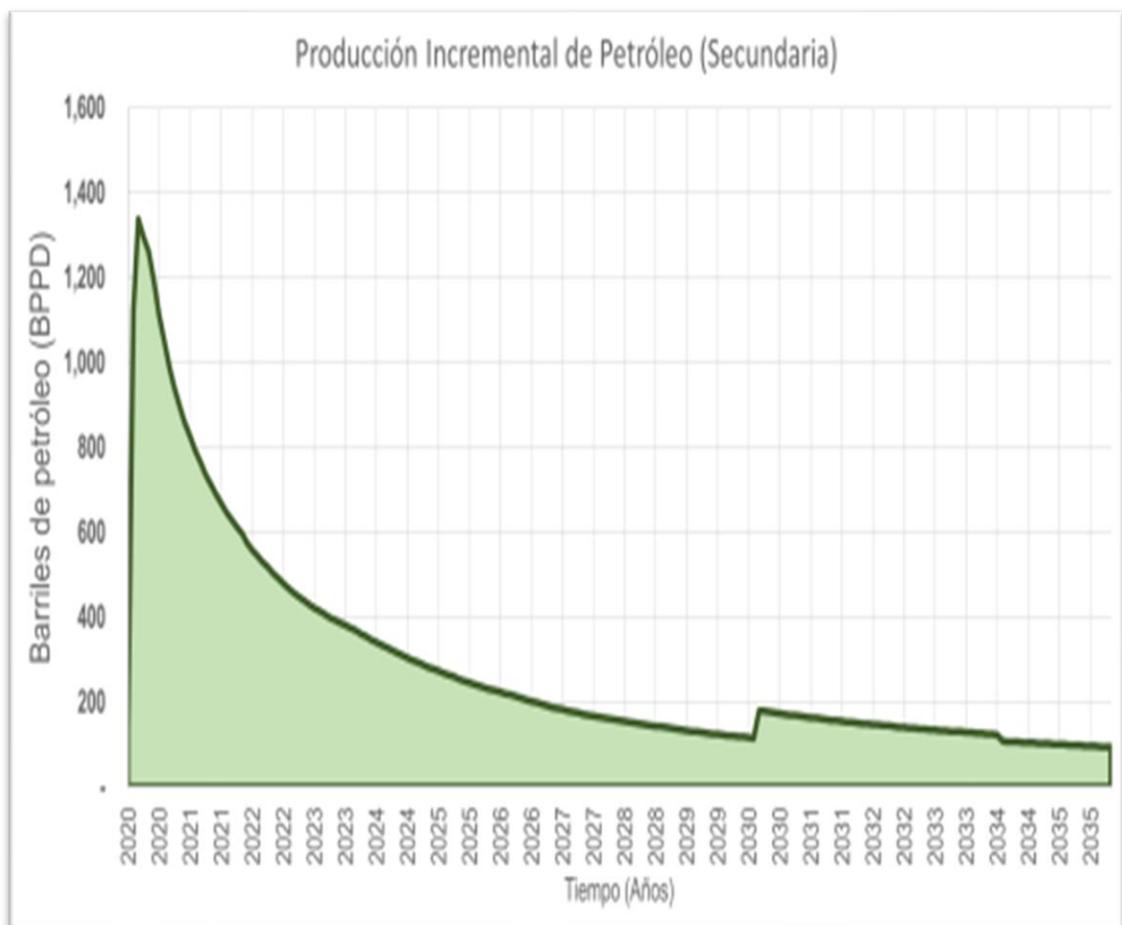
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

3.7 Predicción de Producción por Inyección de Agua

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 52, 53. Este método sirve para describir el desplazamiento de fluidos inmiscibles.

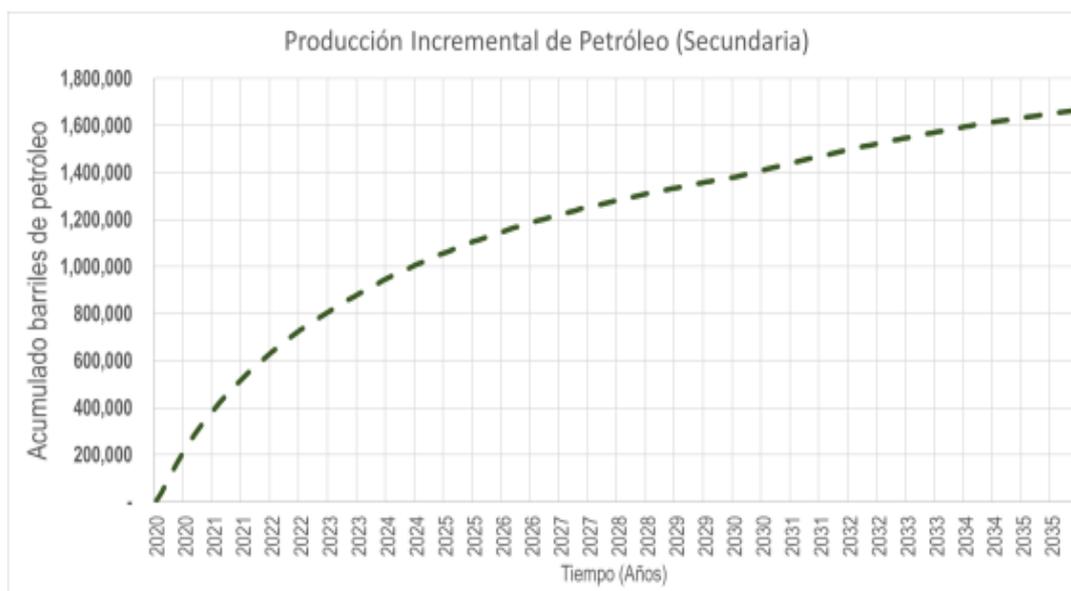
En este caso, se han utilizado las propiedades de PVT, permeabilidad relativa petróleo – agua y se ha evaluado la yacimiento U Inferior como una sola unidad hidráulica basado en las propiedades petrofísicas de la zona.

Fig. 52: Área Piloto De Inyección De Agua: Pronóstico De Producción (Caudales)



Fuente: Shaya Ecuador S.A

Fig. 53: Área piloto de inyección de agua: Pronóstico de producción (Acumulada)



Fuente: Shaya Ecuador S.A

3.8 Predicción de Producción por Inyección de Agua-Factor de Recobro

Mediante la utilización de un modelo de simulación numérica con escenarios probabilísticos en los que se toman en cuenta todos los parámetros de incertidumbre y en función del mecanismo de desplazamiento para predecir el comportamiento de recuperación secundaria en la yacimiento U Inferior en la que se considera la inyección en el pozo Chonta Sur 5WIW, se estima que el volumen recuperable de petróleo en la zona del piloto sea de aproximadamente 1.66 millón de barriles de petróleo incremental considerando riesgo geológico.

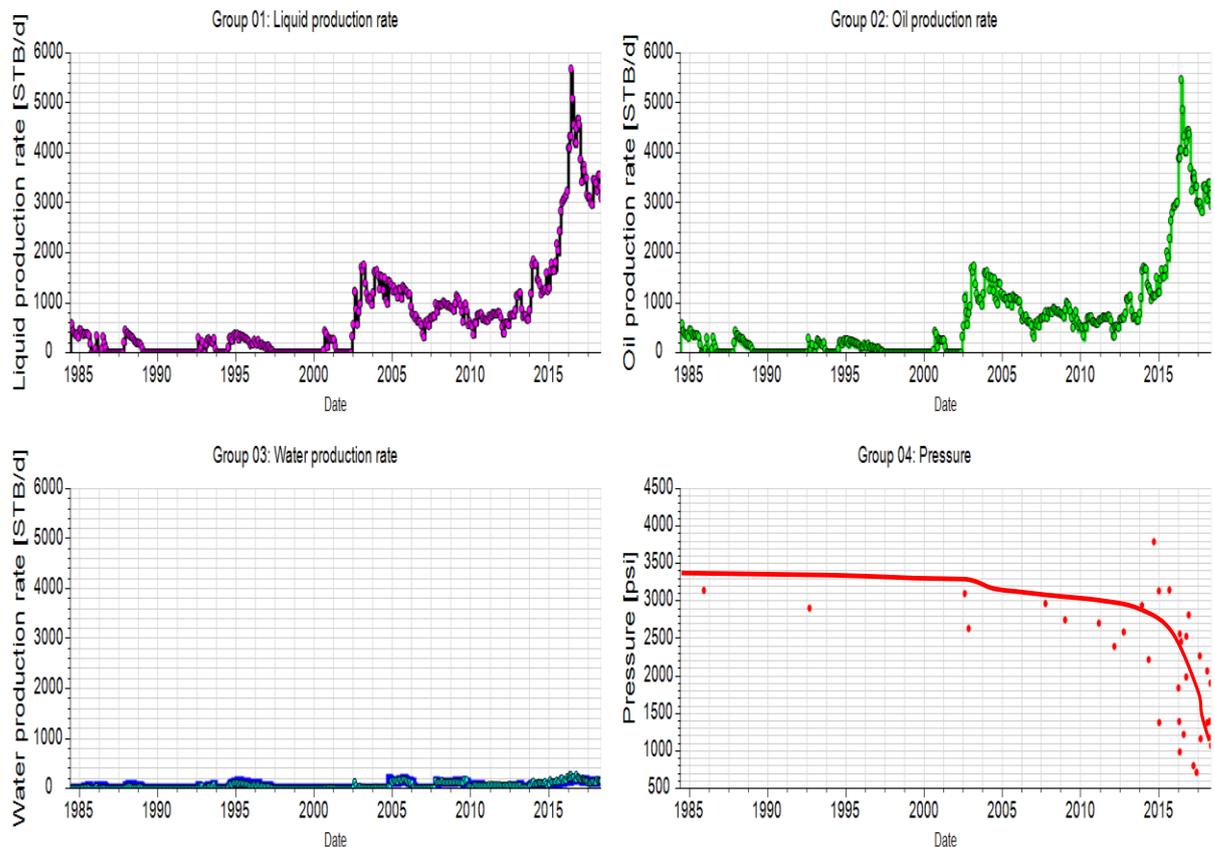
El factor de recuperación incluyendo el incremental por secundaria estimado para la zona de Chonta Sur es del 13%.

Para evaluar el máximo potencial esperado con el desarrollo del reservorio U Inferior con recuperación secundaria en la zona sur campo Chonta Sur, se preparó un modelo probabilístico de simulación numérica que considera todo el volumen del reservorio U Inferior como se muestra en la Figura 54.

El ajuste histórico se muestra en la Figura 55; posteriormente se realizó un caso para evaluar la factibilidad de la inyección de agua para recuperación secundaria, considerando la inyección mediante el pozo inyector Chonta Sur-5WIW, el mismo que inicialmente fue

un pozo productor de petróleo; sin embargo, por su bajo aporte y la ubicación estratégica para el proyecto de inyección U Inferior de Chonta Sur fue convertido a Inyector.

Fig. 54: Ajuste De Historia Yacimientos U Superior E Inferior Campos Cononaco-Rumiyacu-ChontaSur



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

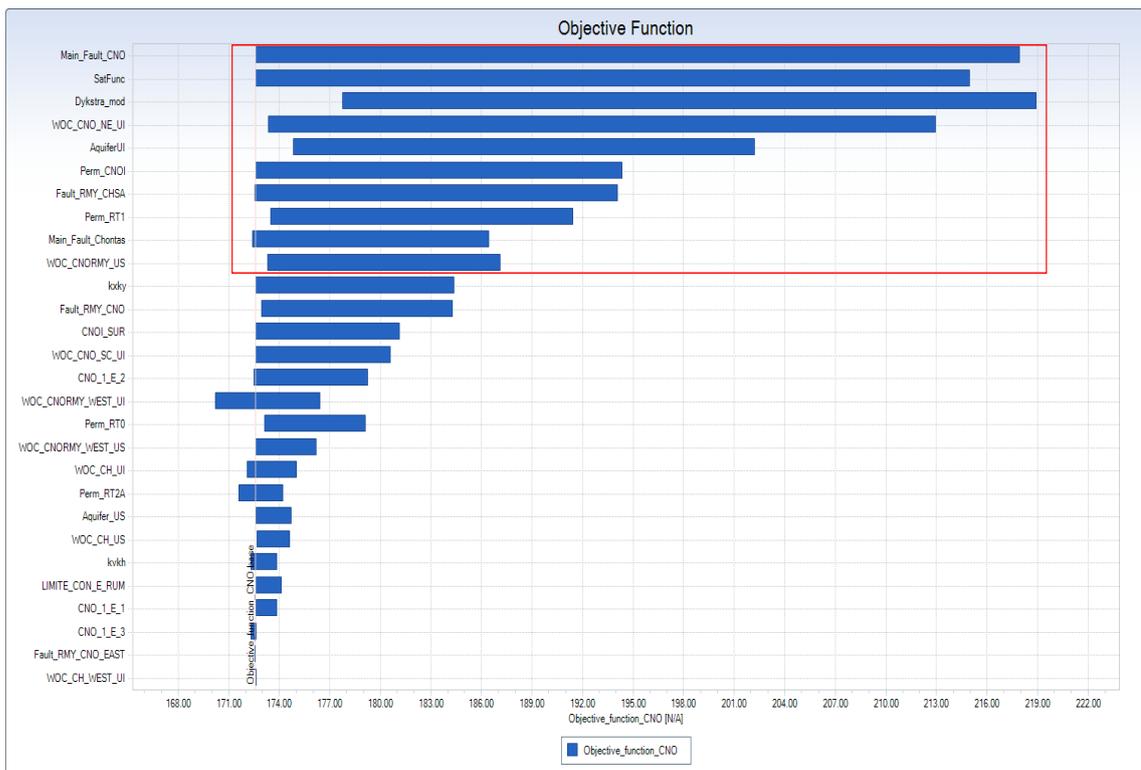
Mediante el uso de este modelo ajustado se realizaron dos predicciones en el modelo:

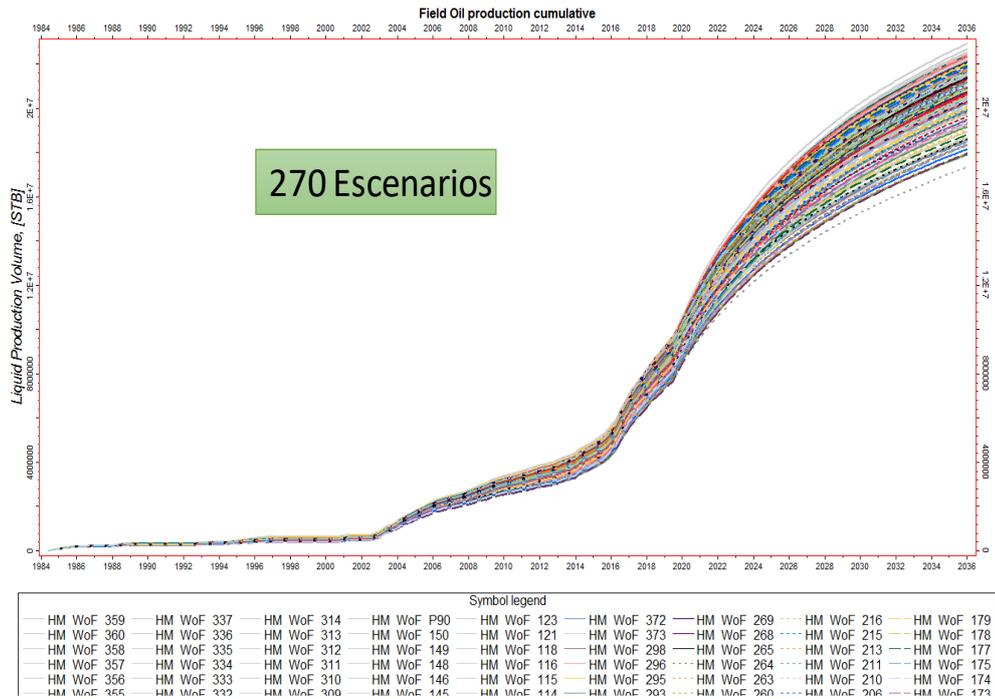
- Caso primario:** Escenario en el cual se realizó la predicción a futuro de actividades WO, pero sin considerar ninguna actividad de inyección de agua.
- Caso inyección:** Escenario en el cual se realizó la predicción a futuro de actividades WO, pero considerando actividad de inyección de agua mediante la conversión de 1 pozo productor de petróleo a inyector de agua. Pozo Chonta Sur 5WIW.

En la figura 56 se muestra el análisis de sensibilidades para obtener escenarios probabilísticos y de esta manera capturar los factores de riesgo asociados a la incertidumbre que puede existir.

El tiempo final de predicción es hasta el 31 de diciembre de 2035 (Fin de contrato entre Shaya Ecuador S.A. y Petroamazonas EP). Con base al modelo de simulación numérica se tendrían reservas al final de la predicción de 1.66 millón de barriles asociados a la inyección de agua, considerando riesgo geológico asociado al pozo inyector Chonta Sur 5WIW. Para las evaluaciones económicas se considera este incremental asociado al escenario probabilístico P50, debido a que este modelo de simulación se lo realizó de manera probabilística y no determinística en el cual se logró capturar todas las incertidumbres como: transmisibilidad de las barreras que puedan encontrar en el sistema, extensión areal, fluidos, compartimientos, irrupción de agua, compartimientos, volúmenes, entre otros factores mediante análisis de incertidumbre y sensibilidades para generar escenarios probabilísticos. Las corridas han sido realizadas hasta diciembre del 2035.

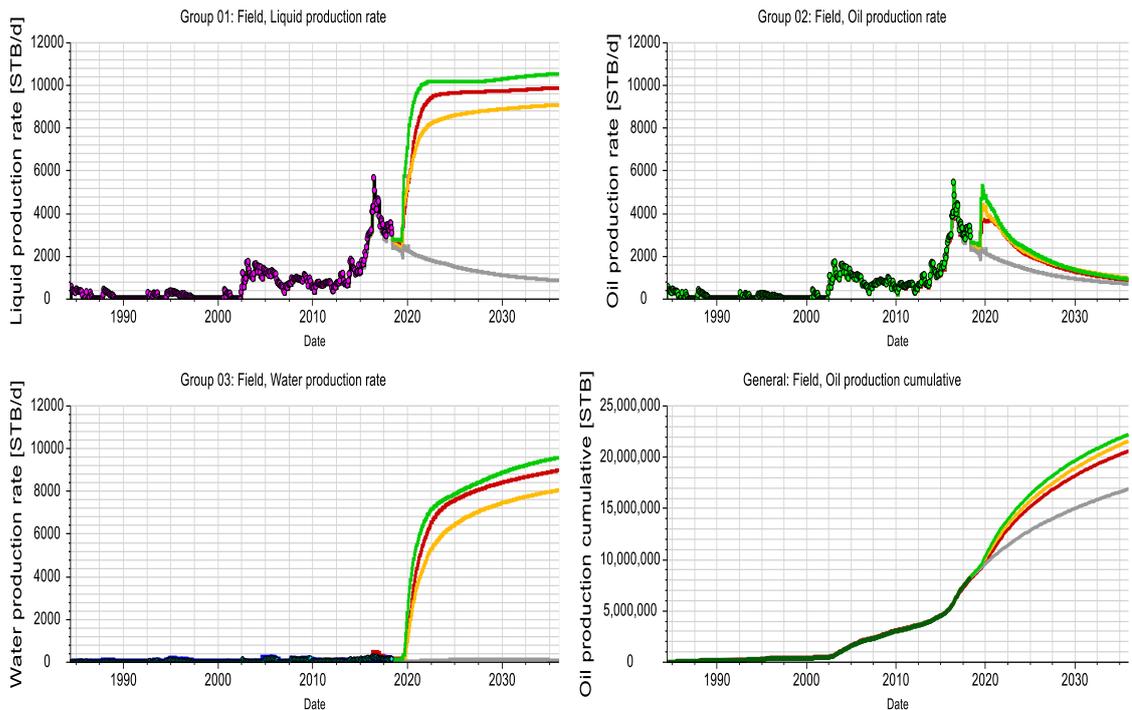
Fig. 55: Gráfico De Tornado Para Análisis De Variables Con Mayor Incertidumbre y Corridas Para Escenarios Probabilísticos





Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Fig. 56: Predicciones Probabilísticas Producción Y Presión Caso Primaria/Inyección De Agua Yacimientos U Inferior Campo ChontaSur

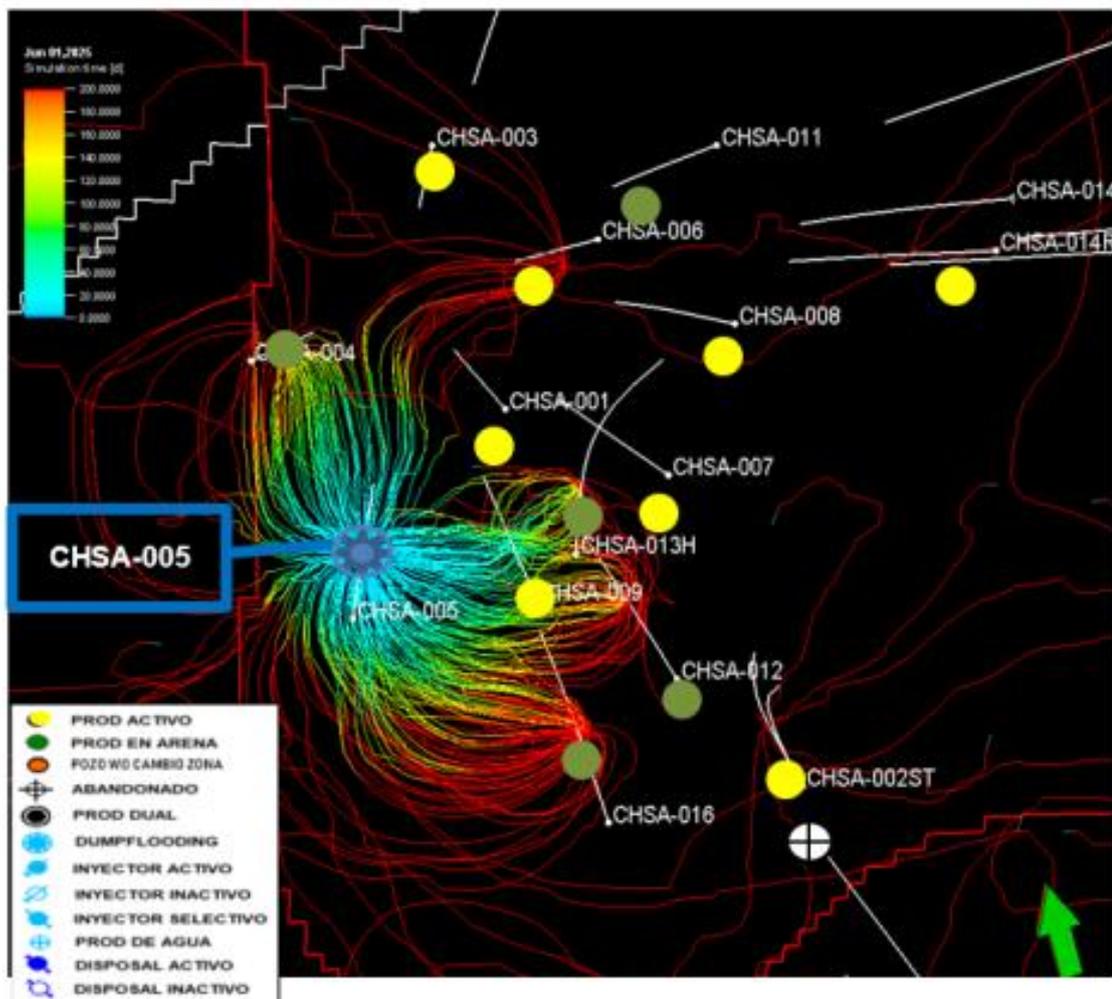


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Con base a la predicción del modelo de simulación se esperaría respuesta de presión por la inyección de agua aproximadamente en un mes después de haber iniciada la inyección, y entre uno a cuatro meses entrada de agua.

A continuación, se muestrala figura 57 de las líneas de corriente mostrando el área de afectación y contacto por la inyección de agua.

Fig. 57: Líneas De Flujo Del Volumen A Contactar Por La Inyección (Modelo Diferencias Finitas)



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El arreglo de pozos implementado en este estudio corresponde a un patrón de inyección irregular con pozos inyectoros ubicado en la periferia, se consideró un pozo inyector (CHSA-005WDF), esto se debe a la utilización de los pozos existentes en el campo, con la finalidad de optimizar el proyecto.
- El volumen recuperable de petróleo incremental para el campo Chonta Sur tomando en cuenta el pozo inyector Chonta Sur-5WIW y sus pozos productores asociados es de aproximadamente 1.66 millones de barriles de petróleo considerando riesgo geológico, operativo, etc.
- 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.
- La respuesta del proceso de inyección de agua para incrementar la presión y caudales de producción se espera en un corto periodo de tiempo aproximadamente de 1-2 meses de implementado el proyecto.
- La irrupción del agua se espera que ocurra aproximadamente a los 75 -120 días de comenzada la inyección; para que el caudal de inyección pueda incrementarse luego del breakthrough ya que la movilidad al agua será más favorable.
- La relación de Inyección / Producción es aproximadamente 1.2. Es decir, se ha considerado pérdida de fluido fuera de la zona de interés.
- El proyecto de inyección de agua para recuperación mejorada en el Campo Chonta Sur, yacimiento U Inferior incrementó la producción de petróleo. A mes de diciembre del 2021 se tiene un promedio de tasa de inyección de 800 BAIPD y una tasa de producción de petróleo promedio, considerando los pozos de influencia directa, de 339 BPPD. Esta baja producción se debe a la paralización del Bloque desde el 12 de diciembre 2021 hasta el 1 enero 2022 por mantenimiento del SOTE.
- Mediante la implementación del piloto de inyección de agua, se incrementó la presión del yacimiento para mejorar la eficiencia de desplazamiento y

volumétrica; actualmente la presión promedio de la yacimiento U Inferior se estima en 2,540 psia en el área de influencia del pozo inyector CHSA-005WDF.

- Cumpliendo con la normativa ambiental vigente descrito en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), en el pozo Chonta Sur-5WIW se concluye que el estado mecánico del pozo Chonta Sur-5WIW asegura que no habrá afectaciones ambientales para reservorios someros con agua dulce.

4.2 Recomendaciones

- Es necesario continuar con el proyecto de inyección de agua debido a que al analizar el comportamiento de presiones en el yacimiento U Inferior del campo Chonta Sur se puede observar que la presión promedio del campo estaba alrededor de 1,100 – 1,200 psia evidenciando que ha disminuido aproximadamente en un 70% de la presión original de yacimiento (3,900 psia).
- La posición estructural y las buenas propiedades petrofísicas del reservorio U Inferior del pozo Chonta Sur-5 (por: 17.6%, Vsh: 7.5%, espesor: 38 ft) permitirán que la inyección de agua genere un frente de barrido de petróleo eficiente en el área de influencia del proyecto piloto en el campo Chonta Sur. Este pozo se encuentra ubicado en un área estratégica para la implementación del proyecto piloto de recuperación secundaria con inyección de agua.
- Verificar el estado de la cementación del pozo inyector Chonta Sur-5 de tal manera que sus propiedades que permiten garantizar la inyección dentro del reservorio de interés que es el yacimiento U Inferior.
- Se recomienda inyectar el agua en el yacimiento U Inferior en el pozo Chonta Sur-5WIW es proveniente del reservorio Hollín Inferior del mismo pozo. El agua de los yacimientos Hollín Inferior y U Inferior son compatibles por lo cual no se generarán problemas de decantación de sólidos durante el proceso de inyección de agua.

Referencias

- Ashutosh, K., & Amit Priyadarshan. (2020). A Deep Autoregressive Model for Multiple Petrophysical Evaluations. *Paper presented at the Abu Dhabi International*

Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020.
doi:doi.org/10.2118/202698-MS

Baby Patrice, Rivadeneira Marco, B. R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. In *octubre 2004* (Vol. 1). ECUADOR.

Barreto, A., Peres, A., & Pires, A. (2011). Water injectivity tests on multilayered oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Brazil Offshore Conference 2011*, 1(June), 122–132. <https://doi.org/10.2118/142746-ms>

Guest, R., Dagistanova, K., Bekishev, A., Playton, T., Macias, R., Fuller, M., & Villegas, M. (2019). Korolev waterflood pilot completion design for water supply and injection wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2019, CTC 2019*. <https://doi.org/10.2118/198360-ms>

Ignatov, I. (2019). An algorithm for automated identification of waterflood pattern elements. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019*, (November), 11–14. <https://doi.org/10.2118/197126-ms>

Jones, A. D. W., Denelle, F. R., Lee, W. J., MacDonald, D. G., & Seiller, B. J. (2014). The use of reservoir simulation in estimating reserves. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2(2007), 1166–1179. <https://doi.org/10.2118/170669-ms>

Tarek Ahmed. (1992). Reservoir Engineering. In ELSEVIER (Ed.), *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Gulf Professional Publishing.

Wei, C., Li, Y., Song, B., Tian, C., Li, B., Zhou, J., ... Lan, J. (2016). Uncertainty and risk management: Waterflood pilot design and surveillance proposal for a giant multi-layered sandstone reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2016, 1953*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/182186-ms>

- Willhite, G. P. “Waterflooding”, Textbook Series, SPE, Dallas (1986)

- (Ashutosh & Amit Priyadarshan, 2020), IBaby Patrice, Rivadeneira Marco, B. R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. In *octubre 2004* (Vol. 1). ECUADOR.
- Barreto, A., Peres, A., & Pires, A. (2011). Water injectivity tests on multilayered oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Brazil Offshore Conference 2011*, 1(June), 122–132. <https://doi.org/10.2118/142746-ms>
- Guest, R., Dagistanova, K., Bekishev, A., Playton, T., Macias, R., Fuller, M., & Villegas, M. (2019). Korolev waterflood pilot completion design for water supply and injection wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2019, CTC 2019*. <https://doi.org/10.2118/198360-ms>
- Ignatov, I. (2019). An algorithm for automated identification of waterflood pattern elements. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019*, (November), 11–14. <https://doi.org/10.2118/197126-ms>
- Jones, A. D. W., Denelle, F. R., Lee, W. J., MacDonald, D. G., & Seiller, B. J. (2014). The use of reservoir simulation in estimating reserves. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2(2007), 1166–1179. <https://doi.org/10.2118/170669-ms>
- Tarek Ahmed. (1992). Reservoir Engineering. In ELSEVIER (Ed.), *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Gulf Professional Publishing.
- Wei, C., Li, Y., Song, B., Tian, C., Li, B., Zhou, J., ... Lan, J. (2016). Uncertainty and risk management: Waterflood pilot design and surveillance proposal for a giant multi-layered sandstone reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2016, 1953*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/182186-ms>

Anexos

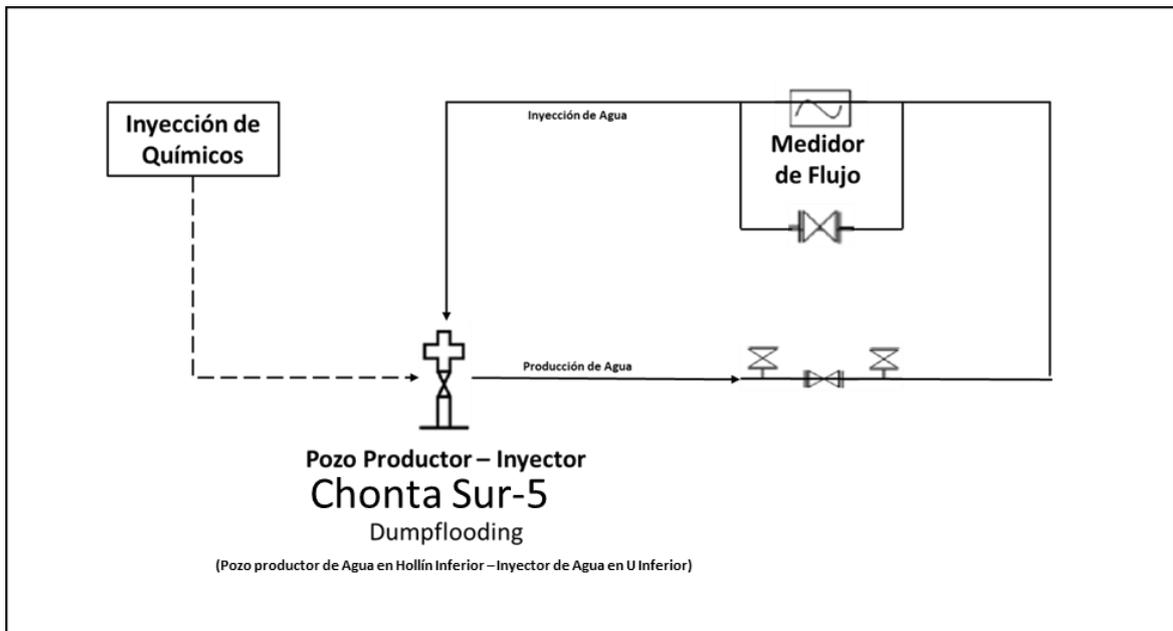
Anexo 1: Chonta Sur-5WIW: Pautas generales para el diseño de una instalación de inyección – producción (DUMPFLOODING).

De acuerdo al diagrama mecánico propuesto (ANEXO-2), a continuación, se describe la completación DumpFlooding (productor-inyector) instalada en el pozo Chonta Sur-5WIW, cuyo objetivo es producir agua de la formación “Hollín Inferior” (fuente de agua) a través de tubería de 3½” y 5½”, llevando dicha agua a superficie, siguiendo el proceso de tratamiento de agua de inyección (ANEXO 3); el agua tratada se re-direcciona hacia el cabezal del pozo Chonta Sur-5WIW para ser inyectada a la formación “U Inferior”, a través de tubería de 2-7/8”.

Elementos principales en la completación DumpFlooding:

- 1. Quantum MAX inferior 7”x 4”:** Seal Bore Packer hace parte de la completación inferior, para aislar las yacimientos U Superior y H Inferior.
- 2. LowerString (Azul):** Completación inferior, compuesta por un Packer Quantum superior 9 5/8” x 6.00 + tubería de 5 ½” TSH B + Flow Xover + Blastjoint + tubería de 3 ½” TSH B + unidades de sello para conectarse con el QMAX inferior de 7” x 4.00 para permitir el paso del agua producida de la yacimiento “Hollín Inferior” y que pueda llegar al anular del casing de producción de 9 5/8”.
- 3. Equipo BES S4000N:** Luego de que el agua llega al anular del csg de 9 5/8” la bomba BES levanta el agua para que pase por el Flow Xover superior y llegue a superficie a través del interno de la tubería de 5 ½” TSH B (outerstring) y el externo de la tubería de 2 7/8” TSH B.
- 4. OuterString (Naranja):** Se divide en dos partes. La parte superior del Flow Xover que permite llevar el agua de Producción hasta superficie. Y la segunda parte por debajo del Flow Xover que se conecta en las unidades de sello del flowXover inferior para hacer parte de la sarta de inyección de agua.
- 5. InnerString (Azul celeste):** Sarta para inyección del agua a la yacimiento “U Superior” compuesta por tubería de 2 7/8” TSH B + stinger que se conecta en unidad de sellos del Flow Xover superior.

Anexo 2: Esquema de proceso de Sistema de inyección – Producción (Dumpflooding)

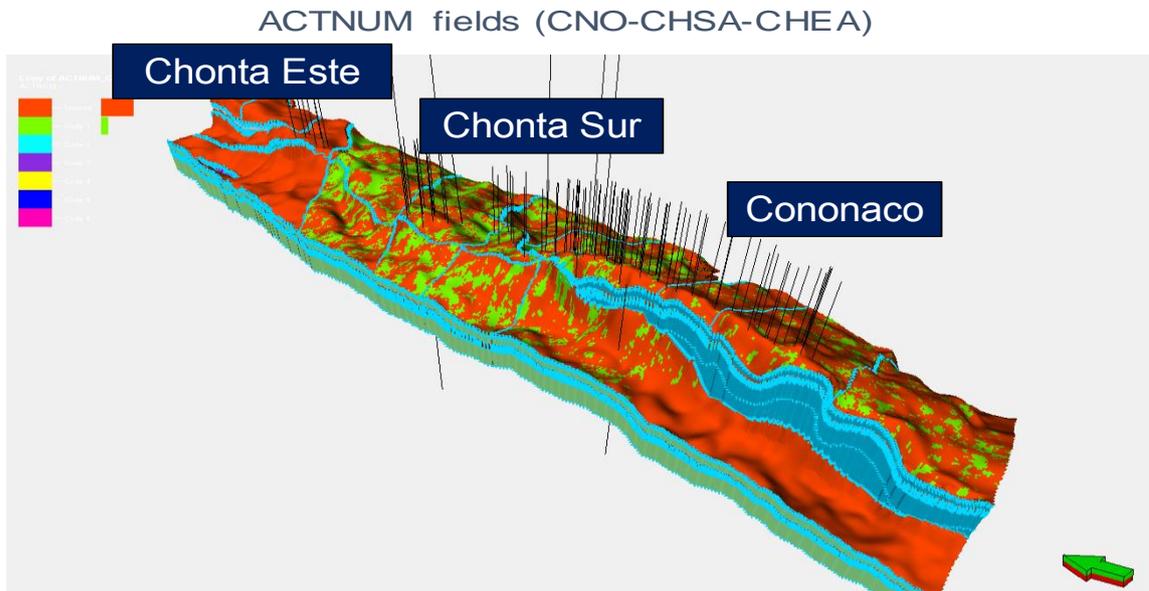


El pozo CHONTA SUR-5 se encuentra ubicado en la plataforma CHONTA SUR-1, el pozo será completado con “Dumpflooding” productor e inyector. El agua producida de Hollín Inferior en el pozo CHONTA SUR-5 será bombeada por una bomba electro sumergible (BES) hasta la superficie y transportada por una línea de inyección de agua, construida dentro de la misma plataforma, que se conectará al mismo pozo inyector de agua CHONTA SUR-5. Cabe mencionar que el pozo usará la energía proporcionada por la BES instalada en el pozo CHONTA SUR-5 y el agua se inyectará en el mismo pozo CHONTA SUR-5 a la yacimiento U Inferior. La BES tiene un diseño que permite fácilmente subir la presión en superficie hasta 1,500 psi.

El agua producida de la yacimiento 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 instalada en el mismo pozo productor de agua.

El sistema incluye las válvulas y los instrumentos necesarios para el monitoreo y control de la presión y flujo de inyección, así como también la instalación de cupones de corrosión para medir el avance de esta variable, finalmente incluye la conexión a futuro de equipos de separación de sólidos e hidrocarburos si fuera necesario para lograr la calidad de agua requerida.

Anexo 3.- Modelo de Simulación Campos Cononaco, Rumiyacu y Chonta Sur



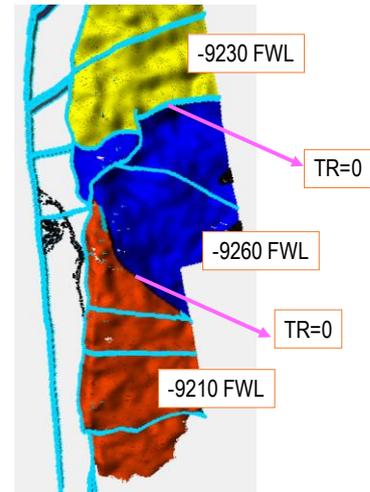
Inicialización Yacimiento Napo U

Se realizó modelo dinámico para las yacimientos U Superior y U Inferior para los campos Cononaco, Rumiyacu y Chonta Sur. No se realizó para el Chonta Este, debido a que este campo al analizar su historial de presiones, producción y campos vecinos forma parte de la estructura del campo Tapir que se encuentra en la concesión del bloque 17 perteneciente a la compañía Petro Oriental, las presiones tomadas en el primer pozo no corresponden a las condiciones iniciales esperadas, esto se explica ya que el campo Tapir ya se encontraba en producción años atrás (No se dispone datos de producción, presión, localización de pozos del campo en mención).

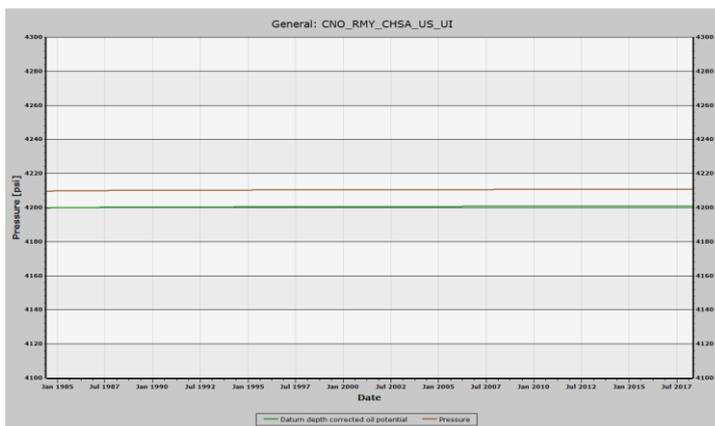
Para Chonta Sur, Rumiyacu y Cononaco se dividió en tres regiones de equilibrio separadas por fallas como se muestra a continuación:

Parameters	Values for U inferior		
Compartments	CNO-SouthCenter	CNO-Northeast	CHSA
LKO	-9179	-9179	-9150
HM Deterministic FWL	-9210	-9260	-9230

Parameters	Values for U Superior		
Compartments	CNO-SouthCenter	CNO-Northeast	CHSA
LKO	-9100	-9100	-9060
HM Deterministic FWL	-9200	-9200	-9200



Los cálculos volumétricos con el sistema en equilibrio son los siguientes:



- CNO-RMY-CHSA (UI+US)
STOIIP = 270 MMSTB Before HM
- CNO-RMY-CHSA (UI)
STOIIP = 196 MMSTB Before HM
- CNO-RMY-CHSA (US)
STOIIP = 74 MMSTB Before HM

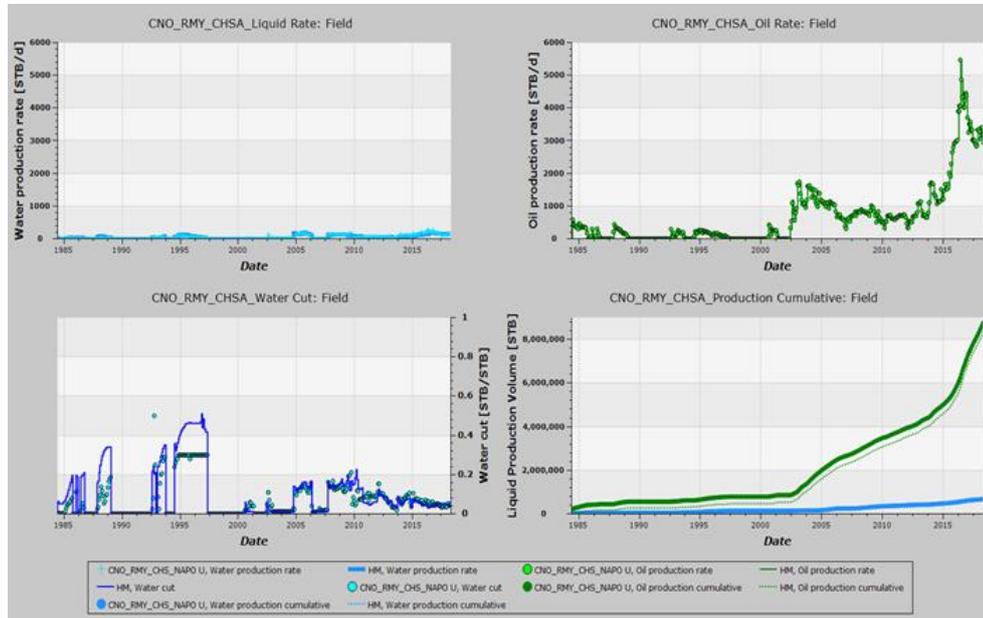
Ajuste de Historia Napo U

Para el proceso de ajuste de historia los parámetros de mayor incertidumbre fueron: los niveles de agua libre debido a que ningún pozo de los campos Chonta Sur, Rumiyaçu, Cononaco presenta un contacto Agua-Petróleo, se partió del valor más bajo de LKO y juntamente con los datos de presión capilar se fue ejecutando las diferentes realizaciones para optimizar el ajuste de historia.

Los siguientes parámetros con mayor incertidumbre son los valores de transmisibilidad de fallas y límites estratigráficos observados en las interpretaciones sísmicas, al no tener un valor de FWL con certeza la extensión de cuerpos, volúmenes hacia los flancos se convirtió en otro parámetro de alta incertidumbre. En una primera fase se obtuvo un ajuste de historia determinístico para posteriormente realizar análisis de incertidumbre y obtener diferentes casos probabilísticos.

Para la medición de la desviación de ajuste se realizaron funciones objetivo para los caudales de Petróleo, agua, acumulados de petróleo, presiones de fondo fluyente y presiones estáticas, por pozo y globales por campo.

Ajuste de Historia Global Yacimientos U Inferior y Superior (Caso Determinístico)



Workflow para Ajuste de Historia Global y Corridos Probabilísticos Yacimientos U Inferior y Superior

	Objective_function_CNO_WPR	Objective_function_CNO_PR	Objective_function_CNO_OPT	Objective_function_CNO_OPR	Objective_function_CNO_BHP	Objective_function_CNO
	6.42846253577514	51.1322007868678	14.7422046353874	37.4046220295477	62.9044280172685	172.611918004847

- 1 With 3D grid → Part of Original_SouthZone_J Use: Specified grid
- 2 Set reference list → Modification_List
- 3 Set reference list → Modification_List
- 4 Set reference list → Saturation_Functi
- 5
- 6 Set reference → Original_Perm_P = k PERM_es_V1_Upscaled
- 7 Set reference → Updated_Perm_P = k PERM_es_V1_WoF
- 8
- 9 Get calculator name \$orig_PERM → Original_Perm_PB [global]
- 10 Get calculator name \$upd_PERM → Updated_Perm_PB [global]
- 11
- 12 For all icons in list → Modification_List
- 13 Select from reference list → Saturation_Functi List row index: \$SatFunc
- 14 Get name \$Name → RT1_SatFunc
- 15 Get name \$Name2 → RT2a_SatFunc
- 16 Message \$SatFunc \$Name \$Name2
- 17 Make contacts Contact_Set_CNO_RMY_CHSA
- 18 Geometrical modeling Above contact_WoF
- 19 Property calculator Use filter Expression or file: \$upd_PERM=\$orig_PERM
- 20 If \$Dykstra_mod <> 0
- 21 Run → DykstraMod Nested \$variables
- 22 Endif
- 23 Run → Properties for Sim_Assign Nested \$variables
- 24 Make aquifer Aquifer_UI_2
- 25 Make aquifer Aquifer_US_West
- 26 Grid property modification GPM_WoF
- 27 Fault analysis T_M Transmissibility multiplier
- 28 Make fluid model CNOA-001_UI
- 29 Make fluid model CHEA-004_UI
- 30 Define simulation case HM_WoF
- 31 End loop

Análisis de Sensibilidades e Incertidumbre

Luego de los Ajustes de historia determinísticos se realizaron diferentes sensibilidades con el mayor número de variables de incertidumbre para medir cuales de ellas tienen gran impacto en el ajuste para obtener diferentes realizaciones que puedan llegar a un buen

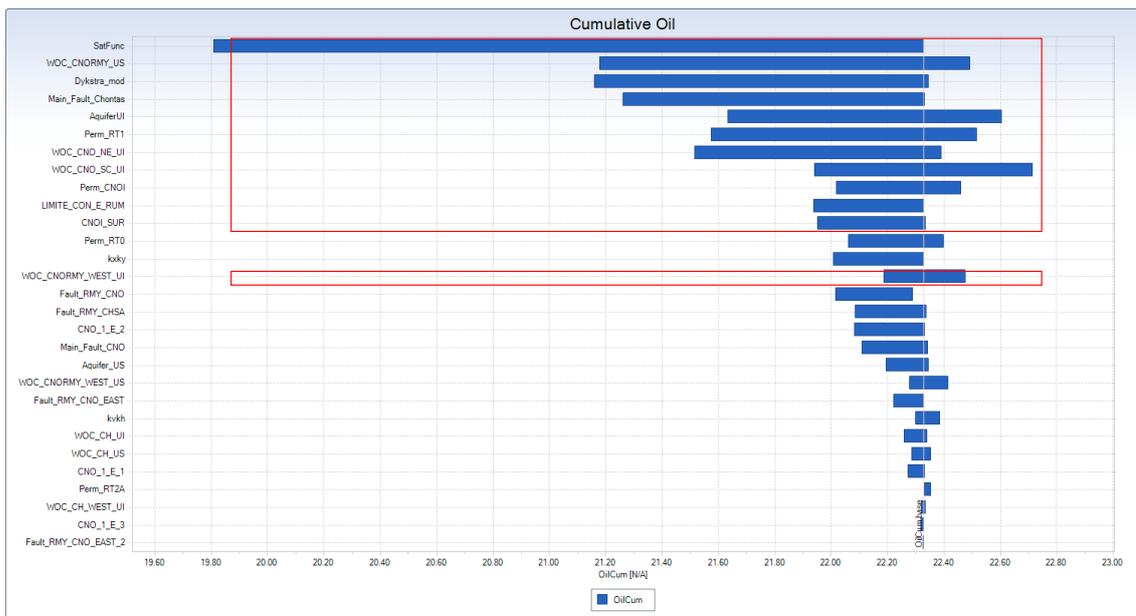
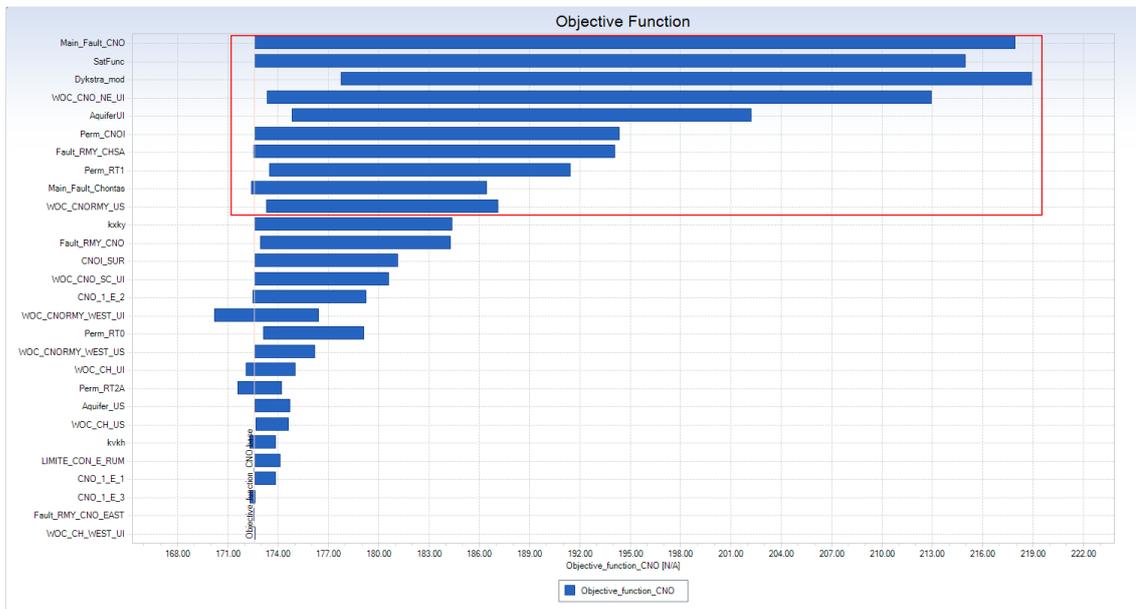
ajuste, pero con diferentes opciones en los parámetros. Se realizó el análisis de sensibilidad calculando la función objetivo y también en función de acumulado de petróleo hasta el final de las predicciones.

Modelo de Análisis de Incertidumbre y Sensibilidades

	Type	Pr	Int	Name	Base value	Distribution	Arguments			
1	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Main_Fault_CNO	0.5	Uniform	Min	0	Max	1
2	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Fault_RMY_CNO	0.06					
3	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Fault_RMY_CNO_EAST	1					
4	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Fault_RMY_CNO_EAST_2	0.15					
5	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Fault_CHSA_CHEA	0.8					
6	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Fault_CHSA_CHEA_EAST	0.8					
7	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Main_Fault_Chontas	0.9					
8	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Fault_RMY_CHSA	0.3	Uniform	Min	0	Max	0.5
9	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$LIMITE_CON_E_RUM	1					
10	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$CNOI_SUR	0.5					
11	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$CNO_1_E_2	0.5					
12	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$CNO_1_E_1	0.2					
13	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$CNO_1_E_3	0.1					
14	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$AquiferUI	130000000	Uniform	Min	20000000	Max	200000000
15	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Aquifer_US	120000000					
16	Disabled		<input checked="" type="checkbox"/>	\$SatFunc	1					
17	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Dykstra_mod	0					
18	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$kxky	1					
19	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$kxkh	0.1					
20	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Perm_RT0	1					
21	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Perm_RT1	1	Uniform	Min	0.7	Max	1.1
22	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$Perm_RT2A	1					
23	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CNORMY_US	-9210	Uniform	Min	-9250	Max	-9150
24	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CH_US	-9210					
25	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CNO_NE_UI	-9260	Uniform	Min	-9300	Max	-9210
26	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CH_UI	-9260					
27	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CNORMY_WEST_UI	-9370					
28	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CH_WEST_UI	-9360					
29	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CNORMY_WEST_US	-9335					
30	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$WOC_CNO_SC_UI	-9205	Uniform	Min	-9220	Max	-9190
31	Uncertain		<input type="checkbox"/>	\$Perm_CNOI	0.55	Uniform	Min	0.3	Max	0.8
32	Disabled		<input type="checkbox"/>	\$basecase	0.5					

Mediante el módulo de optimización e incertidumbres se pudo realizar el análisis de sensibilidades y posteriormente obtener los casos probabilísticos, en este módulo se incluyeron sensibilidades entre todas las variables que pueden afectar la construcción del

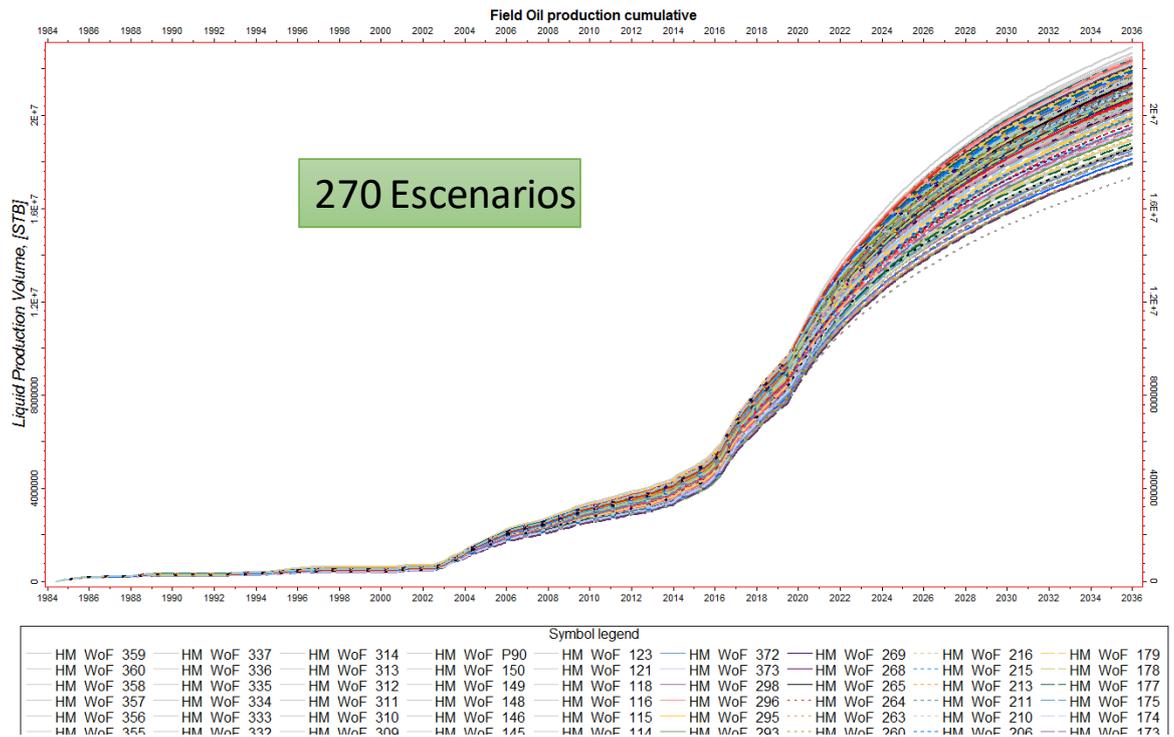
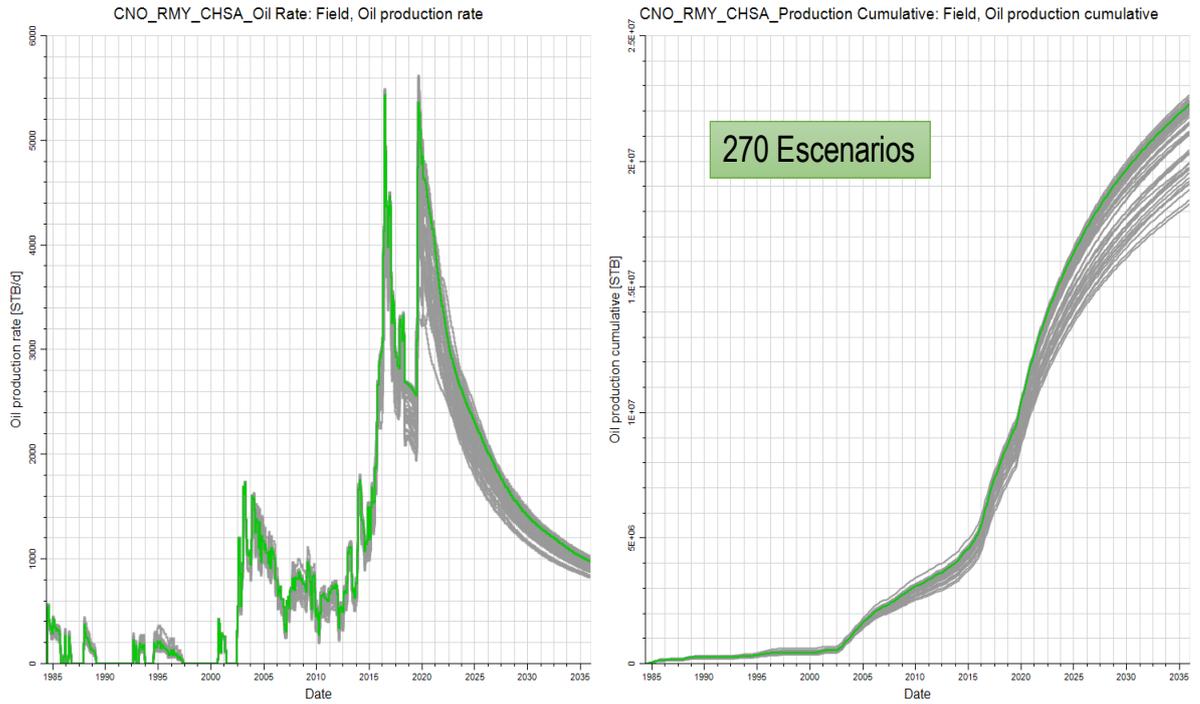
modelo de simulación y de esta manera consideran la incertidumbre asociada a estos parámetros.



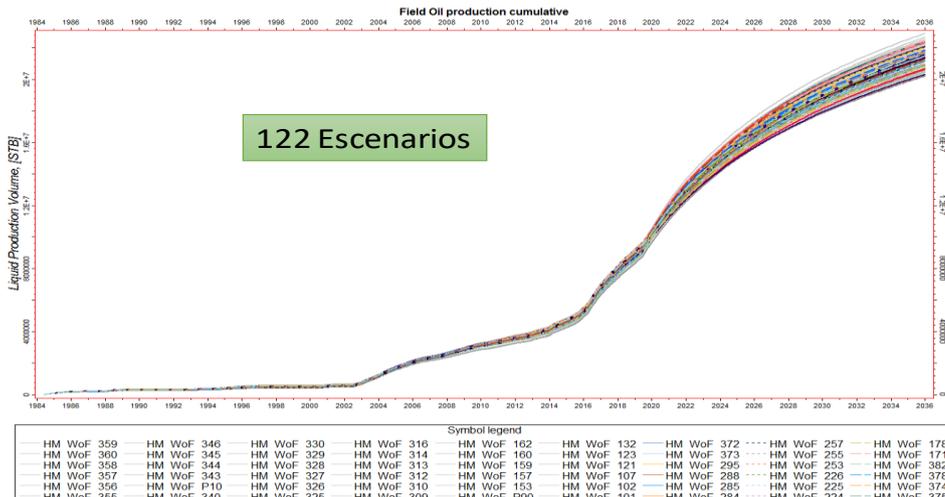
Con este análisis de sensibilidad se seleccionaron las variables de mayor impacto e incidencia en cuanto a desviación en la función objetivo y en los acumulados de petróleo

para posteriormente realizar un análisis de incertidumbre únicamente con estos parámetros de mayor impacto a fin de tener los escenarios probabilísticos (P10, P50, P90)

Corridas de Incertidumbre (270 Realizaciones)

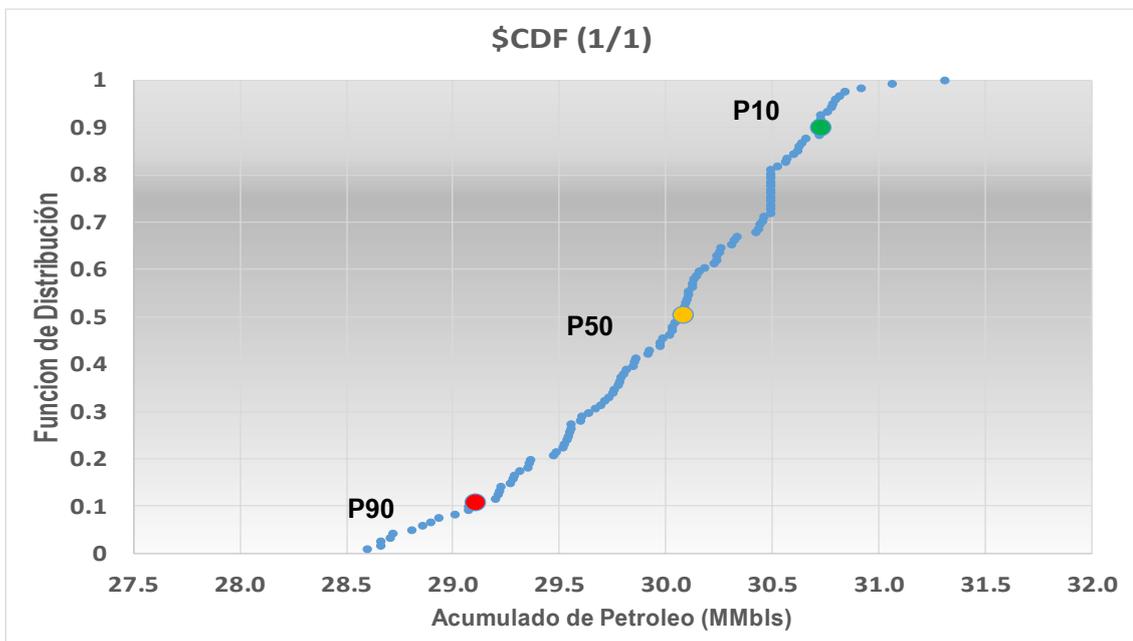


Corridas de Incertidumbre (122 Realizaciones con menor desviación en la función Objetivo)



En total se hicieron 270 realizaciones para el caso del modelo de Napo U, con todas estas se realizó un filtro seleccionando las que menor desviación tenían de un buen ajuste y caso determinístico dando un total de 122 escenarios, de este grupo se llevó a cabo la función de distribución usando como variable aleatoria el acumulado de petróleo al final de la predicción y poder obtener nuestros casos probabilísticos de P10, P50 Y P90.

Función de distribución para seleccionar casos Probabilísticos entre los 122 escenarios



Field Oil production cumulative

