

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DUMP  
FLOODING PARA UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS  
OPCIÓN: ESTUDIO DE CASOS**

**JERSON BENEDIC GAMBOA BOLANOS**  
jerson.gamboa@epn.edu.ec

**DIRECTOR: MSc. Rubén G. Ortega V.**  
ruben.ortega@epn.edu.ec

**Quito, Noviembre 2019**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Jerson Bénedic Gamboa Bolaños, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Jerson Bénedic Gamboa Bolaños**

## **CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Jerson Bénédic Gamboa Bolaños, bajo mi supervisión.

---

**MSc. Guillermo Ortega V.**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios y a la Virgen de Guadalupe, siendo siempre mi guía espiritual y parte fundamental en mi vida cotidiana.

A mis padres Benedicto y Cecilia, quienes siempre me han apoyado incondicionalmente brindándome todo su amor, ánimo y entusiasmo para lograr culminar mi etapa universitaria. Siempre acompañándome en mis triunfos y éxitos, y con mayor fortaleza apoyándome en los momentos más complicados.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería en Petróleos por su enriquecida formación en el ámbito académico, emocional y personal durante mi trayectoria universitaria.

Al mejor equipo ISM Workover & Completions en el Proyecto Shaya – Schlumberger por la apertura en la elaboración de este trabajo para lograr culminar mi etapa universitaria.

Al Msc. Guillermo Ortega, siendo mi tutor en la elaboración de este trabajo de titulación, por su valiosa guía técnica y soporte académico durante el desarrollo de mi trabajo de titulación.

A Marcelo Tayo y Luis Paredes, por su excelente y acertada colaboración en el soporte técnico de ingeniería, por su valioso tiempo sacrificado para solventar cualquier inquietud, revisión y progreso en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

**Jerson Bénédic Gamboa Bolaños**

## DEDICATORIA

A las personas más importantes en mi vida, mis padres Benedicto y Cecilia quienes siempre me han dedicado su sacrificio, esfuerzo y sabiduría.

Me permito ahora dedicarles mi trabajo de titulación; definitivamente, culminar mi etapa universitaria no hubiese sido posible sin ustedes y estaré toda mi vida agradecido con ustedes.

**Jerson Bénédic Gamboa Bolaños**

# ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
SIMBOLOGÍA.....	XII
RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT .....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVI
OBJETIVO GENERAL.....	XVII
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	XVII
ALCANCE .....	XVII
1. MARCO TEORICO .....	1
1.1 Descripción del Campo “X” .....	1
1.1.1 Ubicación del Campo “X”.....	1
1.1.2 Geología del Campo.....	1
1.1.2.1 Estructura .....	1
1.1.2.2 Estratigrafía .....	1
1.1.3 PVT del Campo .....	4
1.1.4 Características de crudo .....	5
1.1.5 Evolución de producción .....	6
1.1.6 Mecanismo de drenaje.....	7
1.1.7 Comportamiento de presión .....	8
1.2 Proyecto Piloto de inyección de agua .....	9
1.2.1 Objetivos .....	9
1.2.2 Revisión geológica.....	10
1.2.2.1 Mapa estructural .....	10
1.2.2.2 Mapa de permeabilidad .....	10
1.2.3 Selección de Pozos Área de Inyección.....	11

1.2.4	Predicción de producción por inyección de agua .....	13
1.2.5	Cálculo de reservas primarias .....	14
1.2.6	Cálculo de reservas por recuperación secundaria .....	15
1.2.7	Análisis de compatibilidad de agua de formación entre U inferior y Hollín inferior .....	16
1.2.7.1	Preparación de la muestra .....	16
1.2.7.2	Ensayos de compatibilidad.....	16
1.2.8	Proceso de inyección de agua.....	17
1.3	Descripción de la Tecnología Dump Flooding.....	18
1.3.1	Introducción .....	18
1.3.2	Descripción del Dump flooding y características generales .....	19
1.3.2.1	Configuración de la completación .....	19
1.3.2.2	Características generales .....	22
1.3.3	Ventajas del sistema Dump flooding .....	36
1.3.4	Desventajas del sistema Dump flooding .....	36
1.3.5	Riesgos .....	37
2.	METODOLOGÍA .....	38
2.1	Selección de pozo candidato A-211E .....	38
2.2	Aplicación de la tecnología <i>Dump Flooding</i> en el pozo A-211E.....	39
2.2.1	Historial del pozo A-211E .....	39
2.2.2	Estado mecánico actual A-211E.....	39
2.2.3	Potencial de producción A-211E – arenisca Hollín inferior .....	41
2.2.4	Potencial de inyección A-211E – arenisca U inferior .....	42
2.2.5	Área de inundación estimada .....	44
2.2.6	TDAS de la completación <i>Dump flooding</i> – pozo A-211E .....	45
2.2.6.1	Lower String (Packer set).....	46
2.2.6.2	Upper String.....	48
2.2.6.3	Inner String .....	49
2.2.7	<i>SPAN ROCK</i> - Arena Hollín Inferior pozo A-211E.....	50
2.2.8	Programa propuesto para ejecución .....	52
2.2.9	Estado mecánico propuesto A-211E.....	53
2.2.10	Programa de monitoreo y seguimiento .....	55
3.	RESULTADOS Y DISCUSIONES .....	56
3.1	Análisis técnico .....	56

3.1.1	Evaluación petrofísica – Pozo A-211E .....	56
2.2.11	Estado de cementación .....	61
2.2.11.1	Detalle de Zona de Inyección de Agua (Napo U Inferior) .....	61
2.2.11.2	Detalle de Zona de Inyección de Agua (Hollín Inferior).....	62
2.2.12	Consideraciones para convertir al pozo A-211E a productor de agua del piloto de recuperación secundaria.....	63
3.1.2	Producción de petróleo mediante la tecnología <i>Dump flooding</i> .....	63
3.1.3	Tiempo operacional planeado para el trabajo de reacondicionamiento del pozo A-211E.....	64
3.2	Análisis económico.....	65
3.2.1	Flujo neto de caja .....	66
3.2.2	Valor Actual Neto (VAN) .....	66
3.2.3	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	67
3.2.4	Relación Costo Beneficio (B/C) .....	67
3.2.5	Período de Recuperación de la Inversión (PRI).....	68
3.2.6	Resultados del análisis económico pozo A-211E .....	68
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
4.1	Conclusiones .....	72
4.2	Recomendaciones.....	73
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	74
	ANEXOS.....	76
	Anexo I Cálculos de reservas por recuperación primaria mediante declinación exponencial para los pozos A-074, A-018 y A-097 .....	77
	Anexo II Ensayos de compatibilidad entre las formaciones A-57B HI y A-9D UI a condiciones iniciales, 24 h y 48 h .....	79
	Anexo III Resultados físico químico de aguas de formación de las arenas Ui y Hollín inferior del Campo X. ....	84
	Anexo IV Diseño de equipo BES para el pozo A-211E en arena hollín inferior.....	87

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Historial de producción del Campo “X” .....	6
<b>Figura 1.2</b> Mecanismo de Empuje arenisca Napo – U Inferior.....	7
<b>Figura 1.3</b> Mecanismo de empuje arenisca Hollín inferior .....	7
<b>Figura 1.4</b> Comportamiento de presión de reservorio arenisca “Ui” .....	8
<b>Figura 1.5</b> Comportamiento de presión de reservorio arenisca “Hollín Inferior” .....	8
<b>Figura 1.6</b> Mapa de permeabilidad arenisca U Inferior .....	10
<b>Figura 1.7</b> Mapa estructural – arenisca Ui y Hollín inferior .....	11
<b>Figura 1.8</b> Área Piloto de Inyección de Agua: Ubicación del pozo A-211E arenisca U Inferior .....	12
<b>Figura 1.9</b> Arreglo de línea alterna .....	12
<b>Figura 1.10</b> Pronóstico de producción de petróleo (Caudal) .....	13
<b>Figura 1.11</b> Pronóstico de producción acumulada de petróleo en U inferior .....	14
<b>Figura 1.12</b> Inyección de agua convencional vs Dump flooding .....	19
<b>Figura 1.13</b> Cabezal de pozo y árbol de navidad .....	21
<b>Figura 1.14</b> Empacador <i>Quantum Max</i> .....	22
<b>Figura 1.15</b> Cabezal dual productor – inyector .....	23
<b>Figura 1.16</b> <i>Self-Aligning Guide Shoe</i> .....	24
<b>Figura 1.17</b> <i>Quantum standard seal units</i> .....	25
<b>Figura 1.18</b> <i>Quantum No-Go locator</i> .....	27
<b>Figura 1.19</b> No Go Nipple.....	28
<b>Figura 1.20</b> Centralizador integral 3 ½” .....	29
<b>Figura 1.21</b> Flow Coupling & Blast Joint .....	30
<b>Figura 1.22</b> <i>Flow Crossover y Stinger Assemblies</i> .....	31
<b>Figura 1.23</b> <i>Polished bore receptacle</i> .....	32
<b>Figura 1.24</b> <i>Bands Catcher</i> .....	34
<b>Figura 1.25</b> <i>Pump Support &amp; sistema Bypass (Y-Tool)</i> .....	35
<b>Figura 2.1</b> Diagrama mecánico actual Pozo A-211E .....	40
<b>Figura 2.2</b> Análisis nodal pozo A-211E – arenisca Hollín inferior .....	41
<b>Figura 2.3</b> Input de parámetros requeridos para el análisis nodal arenisca U inferior .	43
<b>Figura 2.4</b> Análisis nodal pozo A-211E – arenisca U inferior .....	44
<b>Figura 2.5</b> Principales parámetros input del software TDAS – pozo A-211E .....	46
<b>Figura 2.6</b> Resultados TDAS sarta inferior ( <i>lower string- packer set</i> ) – pozo A-211E .	47

<b>Figura 2.7</b> Resultados de movimientos de la sarta inferior a diferentes valores de presión.....	47
<b>Figura 2.8</b> Esquematación de parámetros operativos – 7" x 4" <i>Quantum Packer</i> .....	48
<b>Figura 2.9</b> Resultados TDAS sarta superior ( <i>Upper string</i> ) – pozo A-211E.....	49
<b>Figura 2.10</b> Resultados TDAS sarta de inyección ( <i>Inner string</i> ) – pozo A-211E .....	49
<b>Figura 2.11</b> Análisis de resultados de los sistemas de cañoneos .....	51
<b>Figura 2.12</b> Programa propuesto para ejecución de <i>Dump flooding</i> – pozo A-211E ...	52
<b>Figura 2.13</b> Diagrama <i>Dump flooding + Scab Liner</i> .....	54
<b>Figura 3.1</b> Evaluación Petrofísica A-211E.....	57
<b>Figura 3.2</b> Registros eléctricos Correlación Estructural Yacimiento Uj, A-211E .....	59
<b>Figura 3.3</b> Registros eléctricos Correlación Estructural Hollín Inferior, A-211E.....	59
<b>Figura 3.4</b> Registro cemento – U Inferior.....	61
<b>Figura 3.5</b> Registro cemento – Hollín inferior .....	62
<b>Figura 3.6</b> Producción de hidrocarburos por Recuperación Primaria vs Recuperación Secundaria.....	64
<b>Figura 3.7</b> Flujos netos de Caja .....	70

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b> Reservorios del Campo "X" .....	4
<b>Tabla 1.2</b> Parámetros PVT .....	4
<b>Tabla 1.3</b> Salinidades por Arena .....	5
<b>Tabla 1.4</b> Características de crudo .....	5
<b>Tabla 1.5</b> Cálculo de Reservas Primarias Remanentes Mediante Declinación .....	14
<b>Tabla 1.6</b> Especificaciones <i>Quantum Self-Aligning Guide Shoe</i> .....	25
<b>Tabla 1.7</b> Especificaciones <i>Quantum Standard Seal Units</i> .....	26
<b>Tabla 1.8</b> Especificaciones <i>Quantum No-Go Locator</i> .....	28
<b>Tabla 1.9</b> <i>Standard Bypass Tubing Data</i> .....	35

<b>Tabla 2.1</b> Especificaciones de Tubería de Revestimiento y tubería de producción.....	39
<b>Tabla 2.2</b> Parámetros del pozo A-211E - arenisca Hollín Inferior .....	41
<b>Tabla 2.3</b> Variación de frecuencia operativa del equipo BES para los diferentes casos .....	42
<b>Tabla 2.4</b> Parámetros del pozo A-211E - arenisca U Inferior .....	42
<b>Tabla 2.5</b> Parámetros SPAN ROCK de Formación y Completación del pozo A-211E.	50
<b>Tabla 2.6</b> <i>Rock- Based model</i> sistema de cañoneo .....	50
<b>Tabla 2.7</b> Sistema de perforados para una presión estable de fondo fluvente de 4000 psi.....	51
<b>Tabla 3.1</b> Tipo de Roca R35 .....	56
<b>Tabla 3.2</b> Resultados de la evaluación petrofísica pozo A-211E .....	58
<b>Tabla 3.3</b> A-211E- Resultados petrofísicos.....	60
<b>Tabla 3.4</b> A-211E- Topes Formacionales.....	60
<b>Tabla 3.5</b> Tiempo planificado para el trabajo de reacondicionamiento en el pozo A- 211E .....	64
<b>Tabla 3.6</b> Producción de petróleo por recuperación secundaria .....	69
<b>Tabla 3.7</b> Obtención de los Flujos de Caja desde el año 2019 al 2033 .....	70
<b>Tabla 3.8</b> Resultados de indicadores financieros – Ejecución <i>Dump flooding</i> .....	71

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
2D	Dos dimensiones	
3D	Tres dimensiones	
API	Gravedad del petróleo	Grados °API
BES	Bomba electrosumergible	
BFPD	Barriles de fluido por día	
BHA	Bottom hole assembly	
Bob	Factor volumétrico del petróleo en el Punto de burbuja	BY/BN
Boi	Factor volumétrico del petróleo inicial	BY/BN
BOP	Blow out preventor	
BPPD	Barriles de petróleo por día	
BSW	Basic sediment and water	Fracción / porcentaje
BWPD	Barriles de agua por día	
C&PI	Completación y pruebas iniciales	
CBL	Cement bond log	mV
CIBP	Casing Irretrievable Bridge Plug	
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono	
Cob	Compresibilidad del petróleo en el punto de burbuja	Psi <sup>-1</sup>
Coi	Compresibilidad del petróleo inicial	Psi <sup>-1</sup>
DP	Drill pipe	
DPP	Disparos por pie	
GR	Gamma Ray	
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico	
ID	Interno diameter	in
MBN	Miles de barriles normales	
MD	Measure depth	pies
mD	MiliDarcies	
MMBN	Millones de barriles normales	
NaCl	Cloruro de sodio	
NTU	Nephelometric Turbidity Unit	
OD	Outside diameter	in
Pb	Presión de burbuja	Psi

pH	potencial de hidrógeno	
PHIT	Porosidad total	Fracción / porcentaje
Pi	Presión inicial	Psi
POES	Petróleo original en sitio	MMbbls
POOH	Pull out of the hole	
ppg	Poundals per gallon	
ppm	Partes por millón	
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Qoi	Caudal de petróleo inicial	BPPD
RGP	Relación gas -petróleo	Scf/STB
RHI	Run in hole	
Rw	Resistividad de agua	
STB	stock tank barrel	
SP	Spontaneous potential	
SPF	Shots per foot	
SRT	Step Rate Test	
Sw	Saturación de agua	Fracción / porcentaje
T	Temperatura	°F
TCP	Tubing-Conveyed Perforating	
TVD	True vertical depth	pies
TVDSS	True vertical depth subsea	pies
Uo	Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja	cp
VDL	Variable density log	
WL	Wireline	
WO	Workover	
WOR	Relación agua -petróleo	
XRD	volumen de arcilla	Fracción / porcentaje
μm	micrómetro	

## RESUMEN

Se determinó la factibilidad de la implementación de la tecnología Dump flooding en un pozo piloto en un proyecto de recuperación secundaria. Una vez realizado el estudio del proyecto piloto de inyección de agua, se seleccionó el pozo candidato, se realizó el diseño de operación e ingeniería para la intervención del pozo y conversión a Dump flooding. Se determinó las reservas a ser recuperadas una vez implementada la tecnología Dump flooding y se analizó la compatibilidad entre la arena productora de agua (Hi) y la arena receptora de agua (Ui). Reduciendo el impacto ambiental debido a que el agua producida de la arena de alta presión (Hi) será inyectada directamente hacia la arena de baja presión (Ui) en el mismo pozo.

Se realizó un análisis económico de la implementación de la tecnología “Dump flooding”, mediante el detalle de los resultados de los indicadores financieros VAN, TIR, B/C y PRI, con el objetivo de garantizar la factibilidad de ejecución del proyecto Dump flooding en el Campo “X” mediante la Recuperación Secundaria.

Se establecieron varias conclusiones y recomendaciones para la ejecución de la tecnología Dump flooding de manera segura, óptima y eficiente.

**Palabras clave:** Dump Flooding, Factibilidad, Inyección de agua, Recuperación Secundaria.

## ABSTRACT

The feasibility of implementing Dump flooding technology in a pilot well in a secondary recovery project was determined. Once the pilot water injection project was studied, the candidate well was selected; the operation and engineering design for the well intervention and conversion to Dump flooding was carried out. The reserves to be recovered were determined once the Dump flooding technology was implemented and the compatibility between the water producing sand (Hi) and the water receiving sand (Ui) was analyzed. Reducing the environmental impact because the water produced from the high pressure sand (Hi) will be injected directly into the low pressure sand (Ui) in the same well.

An economic analysis of the implementation of the "Dump flooding" technology was carried out, by detailing the results of the financial indicators VAN, TIR, B / C and PRI, with the objective of guaranteeing the feasibility of executing the Dump flooding project in Field "X" through Secondary Recovery.

Several conclusions and recommendations were established for the execution of Dump flooding technology in a safe, optimal and efficient way.

**Keywords:** Dump Flooding, Feasibility, Secondary Recovery, Water injection.

## INTRODUCCIÓN

En la cuenca oriente del Ecuador el descubrimiento de nuevos reservorios es menos frecuente, algunos yacimientos no disponen de la energía de un acuífero activo y/o capa de gas; por lo tanto, su presión depleta muy pronto (Rivadeneira, 2014).

En la región Amazónica, los principales reservorios productores son: Hollín (Hi y Hs), Napo (Ui, Us, Ti, Ts) y Basal Tena. Hollín dispone de un acuífero activo que mantiene la presión de reservorio para una eficiente extracción de crudo hacia superficie; sin embargo, en los demás reservorios se manifiesta una caída de presión temprana; para compensar esta caída de presión es necesario implementar un proyecto de recuperación secundaria mediante pozos de inyección de agua que den la energía suficiente a los pozos productores de crudo para optimizar la producción (Muñoz, 2014).

La inyección de agua es un proceso complejo que inicia con un análisis de factibilidad para determinar la estrategia de inyección; planificar, ubicar, perforar y completar los pozos inyectores de manera eficiente; buscar fuentes de captación del agua que se usaría para la inyección; armar una compleja estructura para el manejo, tratamiento y adecuación del agua a inyectar; y finalmente brindar la energía suficiente para la inyección hacia los pozos inyectores. Todo este proceso genera un costo asociado elevado tanto en la planificación como en la ejecución del proceso de recuperación secundaria.

Con el precio fluctuante del crudo y presupuestos de inversión limitados, se requieren optimizar todos los recursos asociados, por lo que se plantea la implementación de una completación Dump flooding en los proyectos de recuperación secundaria (Tayo, 2018).

La configuración de la tecnología Dump flooding permite cumplir con la necesidad de producir crudo e inyectar agua simultáneamente en un mismo pozo; instalar o desinstalar la completación del pozo de manera sencilla al ser un sistema compacto y versátil; minimizar las facilidades de superficie para manejo de agua; monitorear los volúmenes de agua de inyección en superficie en cualquier momento; efectuar trabajos de estimulación o limpieza en modo Rigless; y, finalmente reducir el impacto ambiental ya que el agua producida será inyectada directamente hacia la arena de baja presión.

La metodología analítica aplicada al proyecto piloto de inyección (análisis stratigráfico, litológico y geológico) facilita la identificación del candidato a pozo inyector con óptimas propiedades petrofísicas; descartando intervalos de producción de petróleo en prospectos adicionales en el futuro; de esta manera, se garantiza el éxito de la implementación de la tecnología de la completación Dump flooding.

El uso de los software de simulación (TDAS, PIPESIM, SPAN) facilita el diseño e ingeniería de la completación Dump flooding y el análisis económico (indicadores de rentabilidad económica y criterios de decisión) del proyecto para corroborar resultados exitosos en la ejecución de la completación Dump flooding en un pozo piloto en un proyecto de recuperación secundaria.

## **OBJETIVO GENERAL**

Analizar la factibilidad de la implementación de la tecnología de Completación Dump flooding para producir agua de formación de una zona de alta presión e inyectarla en una zona de baja presión.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Seleccionar un pozo candidato dentro de un proyecto de recuperación secundaria donde se pueda aplicar la tecnología de completación “Dump flooding”.
- Realizar un análisis completo de ingeniería, diseño y operación.
- Proponer el diseño final de la completación “Dump flooding” para su ejecución en Campo.
- Realizar un análisis técnico económico para la viabilidad de implementar la tecnología Dump flooding.

## **ALCANCE**

El estudio contempla analizar la factibilidad técnica económica para la implementación de la tecnología Dump flooding en un pozo seleccionado en un proyecto de recuperación secundaria.

# **1. MARCO TEORICO**

## **1.1 Descripción del Campo “X”**

### **1.1.1 Ubicación del Campo “X”**

El Campo X se localiza aproximadamente a 22 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca), Provincia de Orellana, en la parroquia Dayuma, parte centro occidental de la cuenca oriente del Ecuador. Tiene una orientación de Norte-Sur, las dimensiones generales del Campo son 25 km de largo y 4 km de ancho con una superficie aproximada de 17000 Acres.

### **1.1.2 Geología del Campo**

#### **1.1.2.1 Estructura**

La estructura del Campo presenta un anticlinal de 23 km por 4 km, alongado en dirección Norte – Sur, alineándose en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental donde se encuentran los Campos productores más importantes del área (Calispa & Proaño, 2011).

En la secuencia estratigráfica presenta niveles de lutita que ha actuado como roca madre y como sello parcial o completo de los reservorios a lo largo de la historia de la cuenca.

Las arenas “U” y “T” presentan considerables cantidades de hidrocarburos, con acuíferos parcialmente activos, lo que ha generado que la presión decline en varios sectores del Campo (Calispa & Proaño, 2011).

#### **1.1.2.2 Estratigrafía**

Los reservorios de interés hidrocarburíferos son: Basal Tena, Napo T, Napo U y Hollín; estas arenas se caracterizan por ser compactas.

#### **Formación Basal Tena**

No es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, formada principalmente por un cuerpo arenisco delgado con un espesor de 10 a 20 pies y descansa sobre lutitas de Napo Superior (Calispa & Proaño, 2011). El área total aproximada de la

arena es 16460.09 acres. Presenta una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad promedio de 260 mD.

### **Formación Napo**

Está conformada por dos areniscas correspondientes a Napo "U" y a Napo "T", separadas por intervalos gruesos de caliza y lutita (Calispa & Proaño, 2011). La calidad de estos reservorios es muy variable, y en muchos casos presentan cambios considerables en el tamaño de los poros que a veces disimulan el contacto agua-petróleo, debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación (Calispa & Proaño, 2011).

#### Napo "U"

La formación se ha dividido en 6 niveles para un mejor estudio, así:

- U1, U2, U3 corresponde a Napo "U" inferior
- U4 correspondiente a U media
- U5 y U6 corresponden a Napo "U" superior

Está conformada por lutitas marinas que representan depósitos marinos denominados lutitas de la unidad U1. La unidad U2 es un depósito de ambiente marino no muy profundo y secuencias transgresivas repetidas con presencia de lutitas, limolitas y de calizas arcillosas. La unidad U3 es definida como el único banco de caliza y que se presenta en casi todos los pozos del Campo. La unidad U4 está formada principalmente por lutita y limolita de mala calidad. Esta arenisca se caracteriza por ser continua y por estar presente en todo el Campo (Calispa & Proaño, 2011). El área promedio de la arena es 21471.49 acres.

#### *Napo "U" Superior*

Está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino y de forma subredondeada (Calispa & Proaño, 2011). Presenta un espesor promedio de 27 pies y una porosidad promedio de 14.86% y una permeabilidad promedio de 760 mD.

#### *Napo "U" Inferior*

Está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino

a medio subangular a subredondeada (Calispa & Proaño, 2011). Presenta un espesor promedio de 37.2 pies con una porosidad promedio de 16.62% y una permeabilidad promedio de 770 mD.

#### Napo "T"

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcilla, areniscas cuarzosas discontinuas, limolitas y lutitas (Calispa & Proaño, 2011). El área promedio de la arena es 13621.87 acres.

#### *Napo "T" Superior*

Las arenas son generalmente de grano fino y de aspecto masivo, presentan intercalaciones de arenisca, lutita y limolita (Calispa & Proaño, 2011). El espesor promedio de esta arena es aproximadamente de 45 pies con una porosidad de 18.68% y una permeabilidad promedio de 250 mD.

#### *Napo "T" Inferior*

Presenta una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada, con un espesor promedio de 67 pies, una porosidad promedio de 14.39 % y una permeabilidad promedio de 250 mD.

### **Formación Hollín**

Esta arena es la más productora debido a su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo (Calispa & Proaño, 2011).

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín Superior de origen marino somero. Esta formación está presente a lo largo de todo el Campo y sin presencia de fallas (Calispa & Proaño, 2011).

La formación Hollín contiene una zona de transición pequeña y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo. El área promedio de la arena es de 20844.09 acres.

#### Hollín Superior

Es una formación estratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. Presenta una sedimentación marina y estuarina influenciada por la marea (Calispa & Proaño, 2011).

Presenta con un espesor neto promedio de 17 pies, la porosidad promedio es de 14% y una permeabilidad promedio de 500 mD.

#### Hollín Inferior

Conocida como Hollín principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino y algunas capas aisladas de lutita. Corresponde a un ambiente de depósito de tipo planicie aluvial, en su parte superior se nota una influencia más costera (Calispa & Proaño, 2011). Posee un espesor neto aproximadamente de 26 pies, una porosidad promedio de 15.3% y una permeabilidad promedio de 550 mD.

En la Tabla 1.1 se presentan las principales formaciones del Campo "X"

**Tabla 1.1** Reservorios del Campo "X"

FORMACIÓN	MIEMBRO	RESERVORIO
TENA	BASAL TENA	SECUNDARIO
NAPO	U SUPERIOR	SECUENDARIO
	U INFERIOR	PRINCIPAL
	T SUPERIOR	SECUNDARIO
	T INFERIOR	SECUNDARIO
HOLLIN	HOLLIN SUPERIOR	SECUNDARIO
	HOLLIN INFERIOR	

Elaborado por: Gamboa, 2019

### 1.1.3 PVT del Campo

En la tabla 1.2 se detallan los datos promedios correspondientes a cada arena del Campo de interés.

**Tabla 1.2** Parámetros PVT

ANÁLISIS PVT DEL CAMPO				
Parámetro	Basal tena	Napo-U	Napo-T	Hollín
Pi (psi)	3106	2783.7	2804	4500
Pb (psi)	590	440	946	160
Boi (BY/BN)	1.124	1,118	1,211	1,078
Bob (BY/BN)	1.144	1.138	1.240	1.103
Coi (1/psi 10-6)	6.2	5.21	6.75	6.48
Cob (1/psi 10-6)	6.2	8.77	9.03	8.18
Uob (cp)	9.75	14.36	11.92	2.99

Continuación **Tabla 1.2**

<b>RGP (scf/STB)</b>	<b>88</b>	<b>117</b>	<b>244</b>	<b>12</b>
<b>Densidad petróleo @ Pb (gr/cm3)</b>	0.832	0.863	0.793	0.777
<b>°API</b>	18.15	17.2	26.55	31.4
<b>Temp del Reserv. (°F)</b>	198	222	221	230
<b>Gravedad específica del gas</b>	1.0145	1.0402	0.978	0.8092

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

En la tabla 1.3 se presentan los valores de salinidad correspondientes a cada arena del Campo de interés.

**Tabla 1.3** Salinidades por Arena

<b>SALINIDADES (PPM)</b>	
Basal Tena	25000
Napo U Superior	65000
Napo U Inferior	40000
Napo T Superior	25000
Napo T Inferior	20000
Hollín Superior	2000
Hollín Inferior	400

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

#### **1.1.4 Características de crudo**

En la tabla 1.4 se presentan los rangos de los valores de los grados API correspondientes a cada reservorio del Campo "X".

**Tabla 1.4** Características de crudo

<b>Reservorio</b>	<b>°API</b>
Hollín Inferior	30-33
Hollín Superior	29-32
T	20-31
U	16-22
Basal Tena	14-20

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

### 1.1.5 Evolución de producción

La producción del Campo inició en abril de 1975, con 6752 BPPD. Posteriormente la producción fue incrementándose con altibajos hasta alcanzar en julio de 1994, una producción promedio de 24367 BPPD. Al año 2013 produjo un promedio aproximado de 36240 BPPD.

El Campo aún no ha alcanzado su pico de madurez debido a que sigue incrementando su producción y ampliando su área productiva. La producción proviene principalmente de Hollín superior e inferior con 20% y 19%, respectivamente; T y U con 39.35% y 22%, respectivamente (Baby et al., 2014).

El Campo arrancó con menos de 1% de corte de agua y a diciembre de 2018 se encontraba con 59%. Al año 2018, la producción acumulada fue de 298 388 Mbbl de petróleo y 180 066 Mbbl de agua (ver figura 1.1).

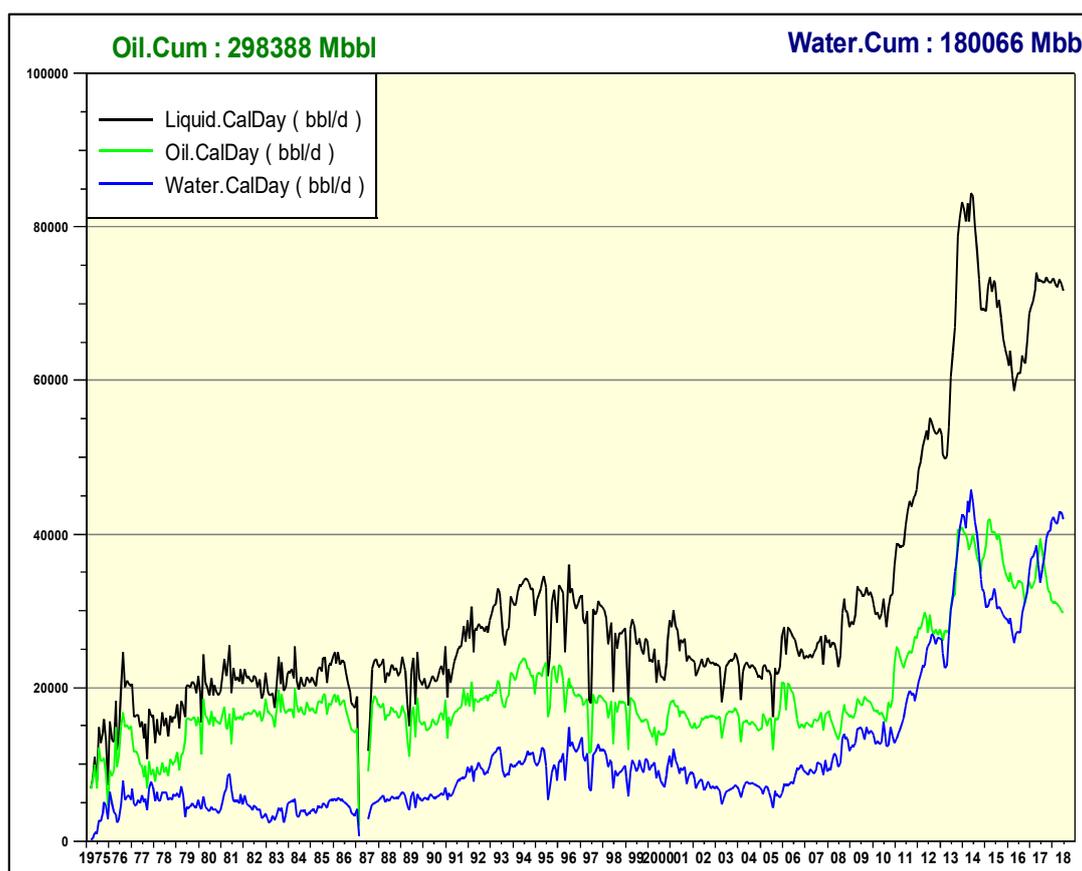
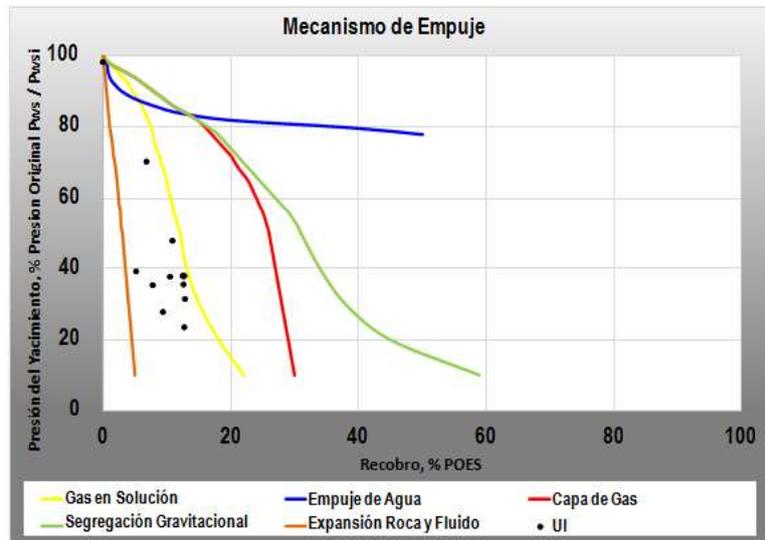


Figura 1.1 Historial de producción del Campo "X"

Fuente: (Shaya Ecuador, 2019)

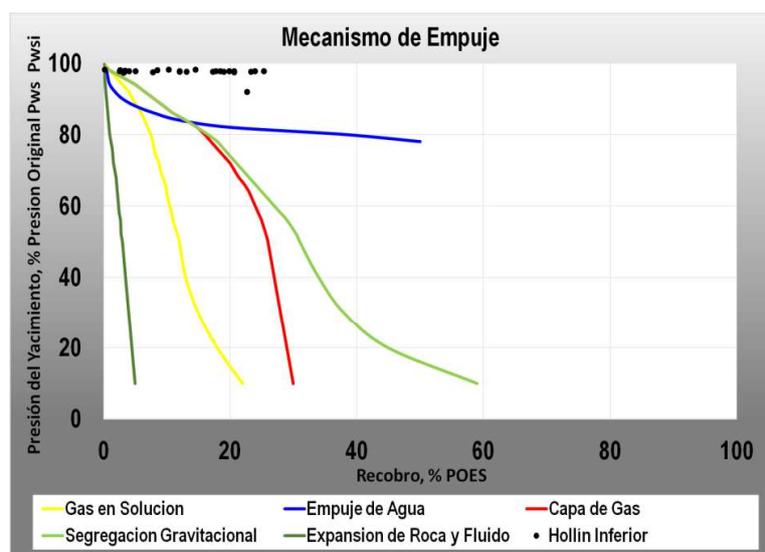
### 1.1.6 Mecanismo de drenaje

El mecanismo de empuje de la arenisca U inferior es de compresión de roca y expansión de fluido, con un aporte de energía por gas en solución, por lo que no existe un fuerte soporte de presión y, mediante la producción de hidrocarburos, la presión ha disminuido considerablemente (figura 1.2).



**Figura 1.2** Mecanismo de Empuje arenisca Napo – U Inferior  
**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

Sin embargo, en la arenisca Hollín inferior se observa un fuerte mecanismo de empuje por agua (figura 1.3).

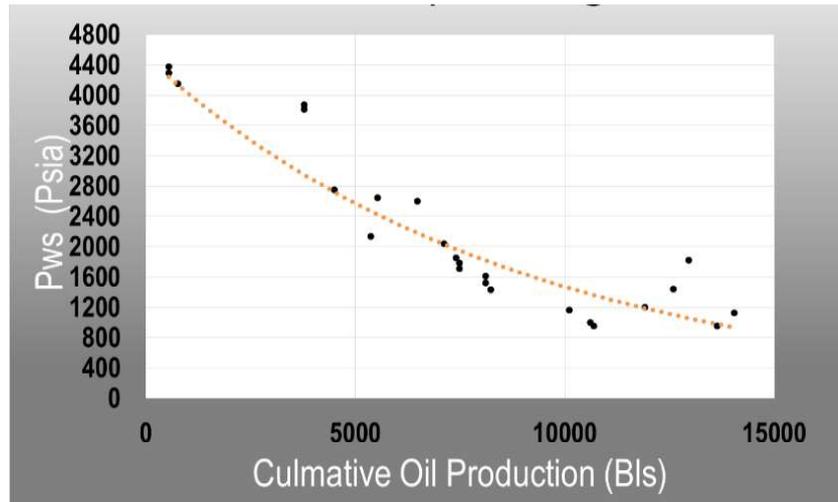


**Figura 1.3** Mecanismo de empuje arenisca Hollín inferior  
**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

### 1.1.7 Comportamiento de presión

Al analizar el comportamiento de presiones en la zona norte en la arenisca U Inferior del Campo "X" se puede observar que ha disminuido aproximadamente en un 70% de la presión original de yacimiento 4300 psia (figura 1.4).

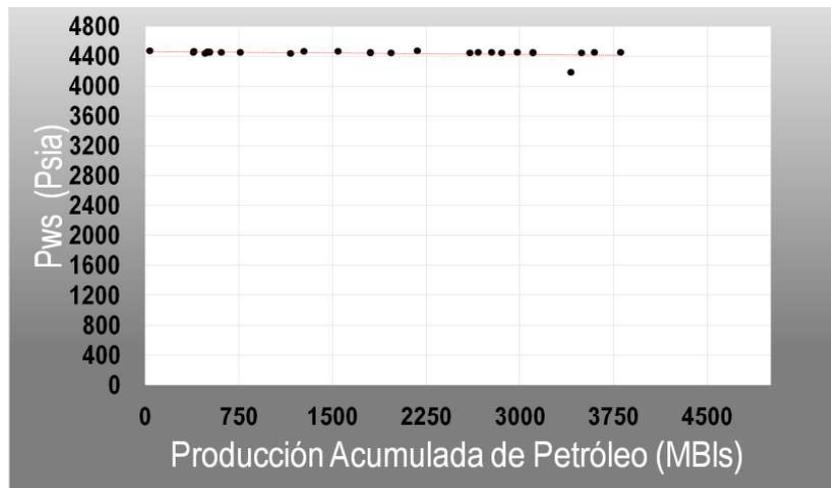
Por lo tanto, la presión actual está alrededor de 1300 a 1500 psia, muy cercana a la presión de burbuja (estimada en 440 psia) en base al análisis PVT (Tabla 1.2).



**Figura 1.4** Comportamiento de presión de reservorio arenisca "Ui"

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

Por otro lado, el comportamiento de presión de la arenisca Hollín inferior se mantiene entre 4400 psi a 4500 psi (figura 1.5).



**Figura 1.5** Comportamiento de presión de reservorio arenisca "Hollín Inferior"

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

## **1.2 Proyecto Piloto de inyección de agua**

Se ha detectado la necesidad de inyección de agua en la estructura del Campo "X" debido a la depletación del reservorio Napo U Inferior (productor principal del área), considerando una completación inteligente de un pozo inyector previamente seleccionado que cumpla con la función de inyección periférica de agua, con la calidad y capacidad necesaria de volumen de agua de la arenisca hollín inferior para su posterior inyección a la arenisca U inferior para recuperación secundaria de hidrocarburos, optimizando las facilidades de superficie que actualmente se encuentran limitadas y saturadas. Finalmente, incrementando la presión de reservorio y ejecutar un barrido de desplazamiento eficiente a la zona a contactar para la producción de hidrocarburos.

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

- Depletación de presión
- Aumento de Producción en el Campo "X"
- Incrementar Factor de Recuperación
- Petróleo Remanente a contactar
- Distancia a las fuentes de Agua
- Licencias Ambientales

### **1.2.1 Objetivos**

Los objetivos planteados del proyecto para la inyección de agua son:

- Incrementar la recuperación de crudo del yacimiento U Inferior del Campo mediante la expansión del proyecto de recuperación secundaria en el reservorio de la Formación Napo - arenisca U Inferior (arenisca receptora).
- Verificar que el pozo candidato a ser completado con la tecnología Dump flooding esté en condiciones que viabilicen su uso para cumplir una doble función, como productor de agua de la formación hollín inferior así como también pozo inyector de agua (recuperación secundaria) en la formación U Inferior.

- Seleccionar el pozo **candidato** como un pozo con doble función, como inyector de agua al reservorio Napo U Inferior para movilizar las reservas de petróleo remanente asociadas y como productor de agua de la formación hollín inferior, para suministrar el agua de inyección requerida.

## 1.2.2 Revisión geológica

### 1.2.2.1 Mapa estructural

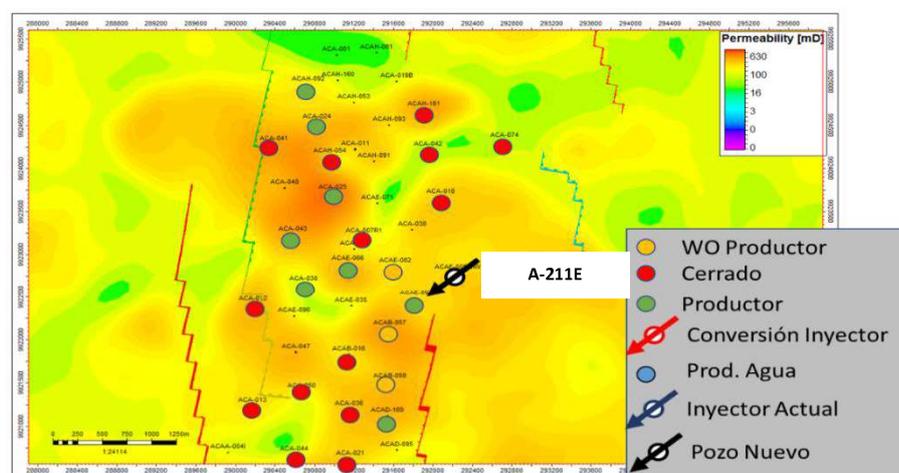
La estructura del Campo tiene una orientación Norte – Sur, formando parte de la mayoría de las estructuras productivas y no productivas formadas en la Cuenca Oriente luego de la inversión tectónica con orientación Andina. La estructura del Campo está compuesta por un anticlinal limitado por una falla inversa al oeste ( ver Figura 1.7).

El espesor de arenisca “U Inferior” varía entre 30 y 40 pies (9,14 - 12,19 metros).

La estructura del Campo constituye un anticlinal asimétrico, con una orientación estructural general de dirección Norte - Sur. Esta estructura ha sido detectada inicialmente mediante la interpretación de la sísmica 2D y posteriormente por la 3D.

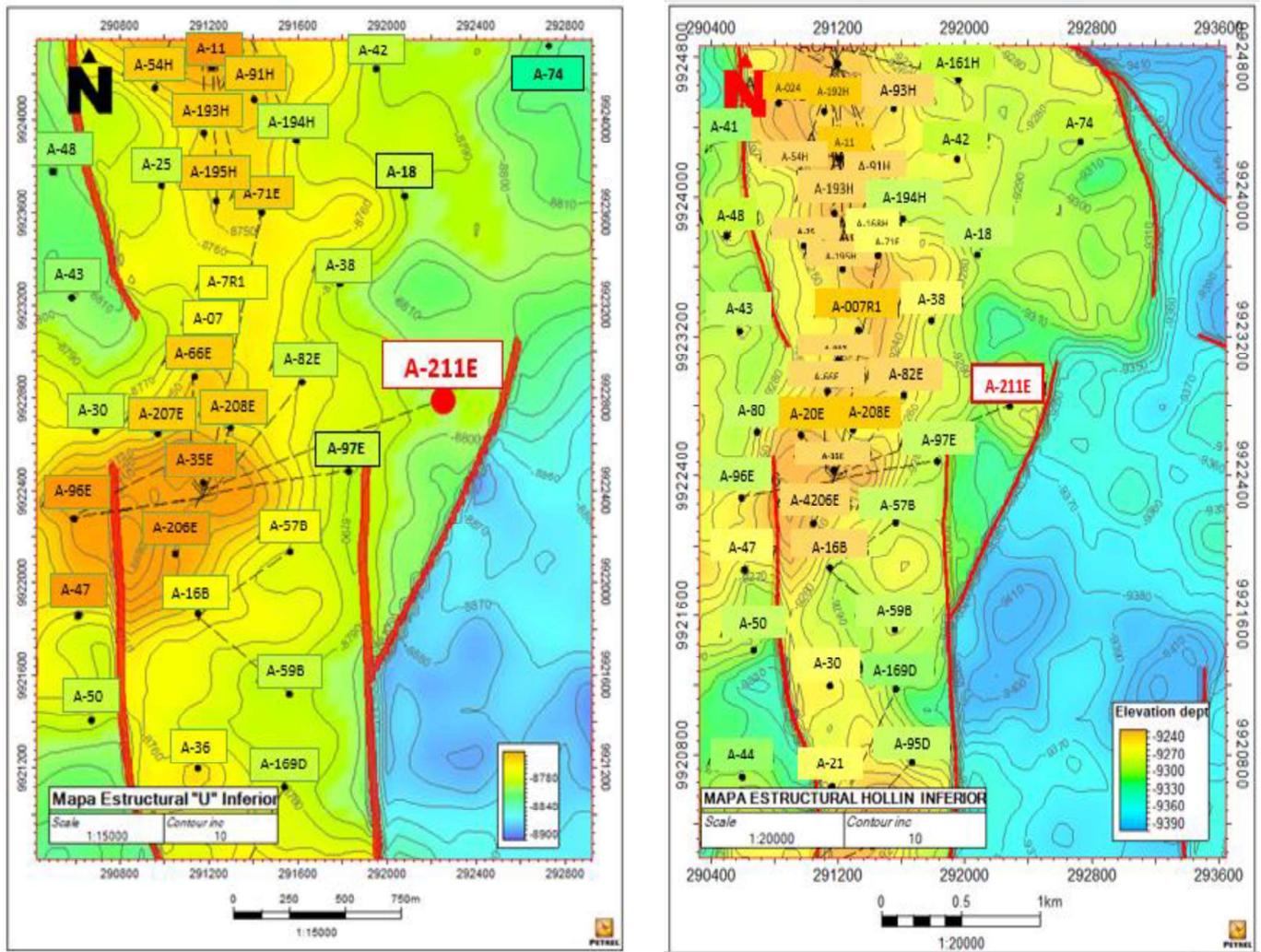
### 1.2.2.2 Mapa de permeabilidad

La Figura 1.6 muestra una muy buena permeabilidad alrededor del área de inyección de agua mediante el pozo A-211E en la arenisca U inferior del Campo “X”.



**Figura 1.6** Mapa de permeabilidad arenisca U Inferior

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)



**Figura 1.7** Mapa estructural – arenisca Uí y Hollín inferior

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

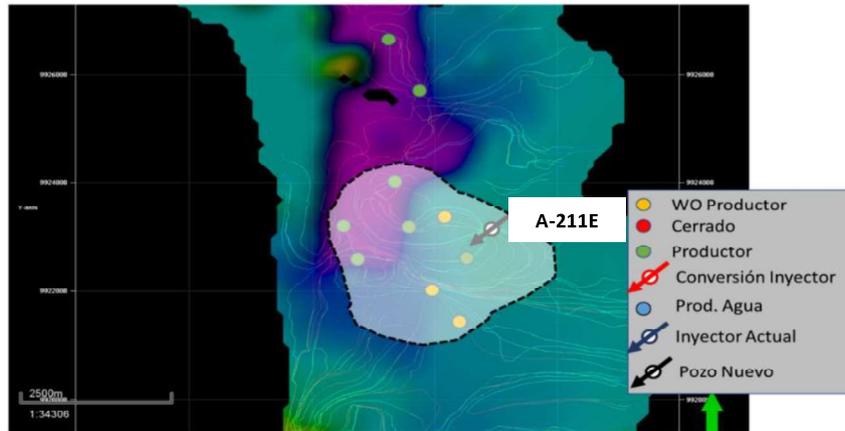
### 1.2.3 Selección de Pozos Área de Inyección

La selección de los pozos para el proyecto de inyección es una decisión importante al diseñar un proyecto de inyección de agua. Para tener un adecuado volumen contactado se deben cumplir con los siguientes criterios (Shaya Ecuador, 2019):

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

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

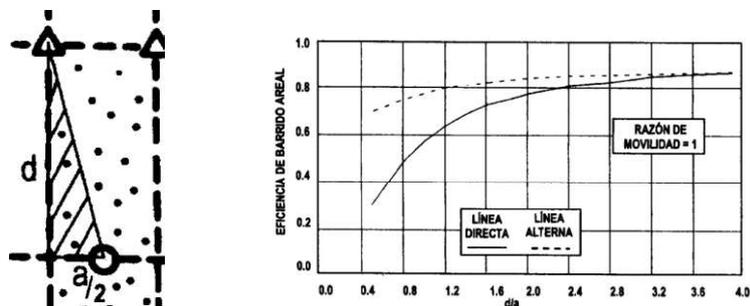
Para este proyecto se ha seleccionado el área que se presenta en la Figura 1.8:



**Figura 1.8** Área Piloto de Inyección de Agua: Ubicación del pozo A-211E arenisca U Inferior

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

Los factores que influyen en el área seleccionada fueron: reservas remanentes, excelentes propiedades petrofísicas, estructura del yacimiento (anticlinal), inyección periférica (arreglo en línea alterna). El pozo productor de agua queda ubicado en el centro de un rectángulo con su inyector en los vértices. Si se observa la Figura 1.9, 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.



**Figura 1.9** Arreglo de línea alterna

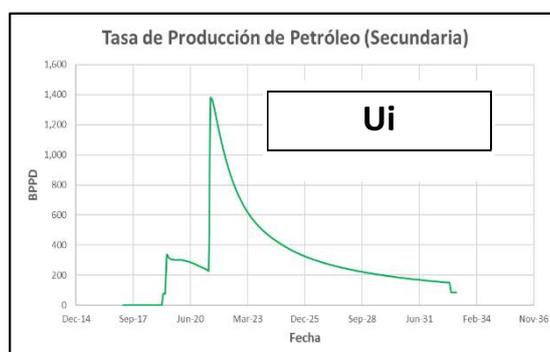
**Fuente:** (Lake, 2012)

## 1.2.4 Predicción de producción por inyección de agua

Se utilizó un modelo de simulación numérica para la arenisca de U Inferior. De los resultados obtenidos, se concluye (Shaya Ecuador, 2019):

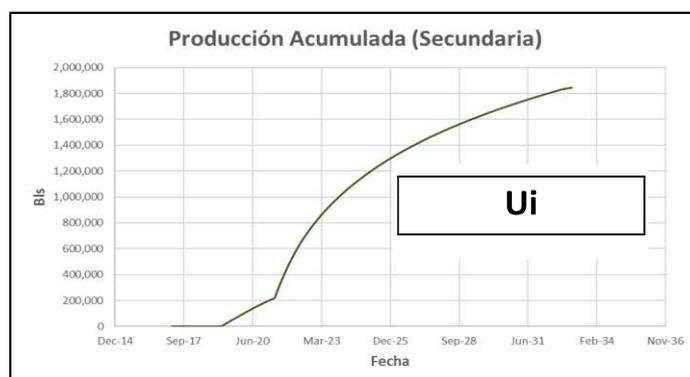
- No hay periodo de *fill up* debido a la baja saturación de gas del reservorio. La liberación de gas disuelto en el reservorio es mínima por ser un petróleo de bajo contenido de gas disuelto para la arena U inferior.
- La respuesta del proceso (incremento de presión y caudales de producción) se espera en un corto periodo de tiempo de 1 a 2 meses (tiempo estimado por proyectos de inyección de agua ejecutados en el mismo Campo "X").
- La irrupción del agua se verá aproximadamente a los 90 días de comenzada la inyección.
- Se espera 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 1:1. Es decir, se ha considerado pérdida de fluido fuera de la zona de interés.
- El volumen recuperable de petróleo a esperarse para la zona de estudio del Campo en la arenisca U Inferior, considerando la inyección en el pozo A-211E es de aproximadamente 1.8 millones de barriles de petróleo.

Se presenta el pronóstico del incremento de la tasa de producción de petróleo (BPPD) por inyección de agua prevista para inicios del año 2021 (ver Figura 1.10), utilizando el modelo de simulación numérica según Shaya Ecuador (2019).



**Figura 1.10** Pronóstico de producción de petróleo (Caudal)

En la Figura 1.11 se observa el pronóstico de la producción acumulada de petróleo por recuperación secundaria, utilizando el modelo de simulación numérica según Shaya Ecuador (2019).



**Figura 1.11** Pronóstico de producción acumulada de petróleo en U inferior

### 1.2.5 Cálculo de reservas primarias

Shaya Ecuador (2019) determinó el cálculo de reservas por recuperación primaria mediante declinación exponencial para cuantificar la producción acumulada de hidrocarburos y reservas remanentes en los pozos productores de hidrocarburos en la arenisca U inferior que se encuentran involucrados en el área de inyección de agua dentro del proyecto de recuperación secundaria (Anexo I).

En la Tabla 1.5 se presenta el resumen de los cálculos de reservas primarias por declinación exponencial.

**Tabla 1.5** Cálculo de Reservas Primarias Remanentes Mediante Declinación

Arenisca UI	DECLINACIÓN EXPONENCIAL	PROD. ACUMULADA / Np	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERABLES (Np+Remanentes)
Pozos	% Anual Efectivo	MBN	MBN	MBN
A-074UI	23	444	48	492
A-018UI	23	8727	0	8727
A-097UI	28	425	48	474
<b>TOTAL</b>	NR	9596	96	9693

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

Los volúmenes totales recuperables estimados por primaria en el área seleccionada para inyección de agua en la arenisca U Inferior de los pozos: A -74D, A-97E y A-018 y son aproximadamente 9 millones de barriles de petróleo, ver Tabla 1.5.

Shaya Ecuador (2019) refiere mediante el cálculo volumétrico con el modelo de simulación numérica el POES (75 MMBN) estimado para la zona de inyección en el Campo "X" para la arenisca U Inferior.

Por lo tanto, se calcula el factor de recobro (FR) con la ecuación:

$$FR = \frac{N_p}{POES} * 100$$

FR: Factor de Recobro, %

POES: Petróleo original en sitio, MMBN

Np: Reservas recuperables de petróleo, MMBN

$$FR = \frac{9.693}{75} * 100 = 12.9\%$$

El factor de recobro por primaria en la zona de inyección en la arenisca U inferior es de 12.9%

### **1.2.6 Cálculo de reservas por recuperación secundaria**

Shaya Ecuador (2019) mediante la utilización de un modelo de simulación numérica en el que se tiene en cuenta el mecanismo de desplazamiento para predecir el comportamiento de recuperación secundaria y considerando inyección en el pozo A-211E, se tiene para la arenisca U Inferior un volumen incremental de 1.8 MMBN (sin considerar riesgo geológico, operativo, entre otros.)

El factor de recuperación incremental por secundaria estimado para la zona es de 2.4%.

$$FR' = \frac{1.8}{75} * 100 = 2.4\%$$

### **1.2.7 Análisis de compatibilidad de agua de formación entre U inferior y Hollín inferior**

La compatibilidad entre el agua de la arenisca receptora U inferior y el agua a inyectar proveniente de la arenisca Hollín inferior, fue analizada en las muestras de agua disponibles; para la arenisca Hollín inferior del pozo A-57B y para la arenisca U Inferior del pozo A-9D.

#### **1.2.7.1 Preparación de la muestra**

Las actividades realizadas fueron (Jimpikit, 2017):

- Separación de la fase líquida de las muestras de los pozos mediante desemulsificante y posterior decantación.
- Preparación de muestras representativas de cada pozo mediante la mezcla de las alícuotas de muestras obtenidas durante 4 días en intervalos de 24 horas.
- Filtración bajo condiciones de vacío para separación de los sólidos de la fase líquida. El tamaño de poro del filtro empleado fue de 0,45  $\mu\text{m}$ .

#### **1.2.7.2 Ensayos de compatibilidad**

Las muestras filtradas fueron mezcladas, en proporciones del 10 al 90 %. La medición de condiciones iniciales, a 24 horas y 48 horas de los parámetros: pH, conductividad, sólidos disueltos y sólidos suspendidos en las diferentes proporciones de mezcla, evaluando a una temperatura de 50 y 90 °C (Jimpikit, 2017). Los resultados de compatibilidad de agua de formación entre los pozos A-57B Hi y A-9D Ui se detallan en el Anexo II.

Jimpikit (2017) refiere que a una temperatura de 50°C a partir de un porcentaje en volumen del 30% de agua de formación de la arena hollín inferior, el pH tiende a incrementar posterior a las 24 y 48 horas de haber evaluado la mezcla, la conductividad y la cantidad de sólidos disueltos empieza a disminuir y a incrementar la cantidad de sólidos suspendidos; es decir, a partir del 30 % de volumen de agua proveniente de la arena hollín inferior, se generará decantación de sólidos ocasionando problemas de taponamiento en la arena receptora de agua Ui.

Jimpikit (2017) asegura que a una temperatura de 90°C a partir de un porcentaje en volumen del 50% de agua de formación de la arena hollín inferior, se observa un incremento considerable del pH posterior a las 24 y 48 horas de haber evaluado la

muestra con respecto a las condiciones iniciales, la conductividad y cantidad de sólidos disueltos disminuyen en un intervalo de 50% a 70% de volumen de agua de la arena hollín inferior especialmente posterior a las 24 horas de haber evaluado la muestra; consecuentemente, existe un incremento del contenido de sólidos suspendidos a las 24 horas de evaluación con respecto a las condiciones iniciales a partir de un 50% de volumen de agua de formación de la arena hollín inferior; por lo tanto, se tendrá problemas de taponamiento en la arena receptora de agua  $U_i$  al ser inyectada de agua proveniente de la arena hollín inferior.

En cuanto al tratamiento requerido para el agua antes de inyectar, se estima que el agua producida de la formación Hollín inferior tendrá parámetros por debajo de los requeridos (20 a 30 ppm de hidrocarburos totales) de acuerdo a los análisis físico químicos del agua de formación de la arena Hollín inferior (Anexo III) (Jimpikit, 2017).

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

### **1.2.8 Proceso de inyección de agua**

Con la completación Dump flooding, el agua producida en el pozo A-211E será bombeada por una bomba electro sumergible (BES) hasta la superficie de la otra sarta que tiene la función de inyección de agua.

Cabe mencionar que este tipo de completación usará la energía proporcionada por la bomba electrosumergible instalada en el pozo. La bomba electrosumergible tiene un diseño que permite fácilmente subir la presión en superficie.

El agua producida de la arenisca Hollín Inferior es de muy buena calidad, no requiere equipos de separación de sólidos ni de hidrocarburos, únicamente 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.

Desde el punto de vista de la producción de agua del pozo A-211E, en la tubería de producción se instalará un capilar que permitirá la inyección de químicos para controlar y evitar el proceso de corrosión en todo el sistema.

En este sistema se 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.

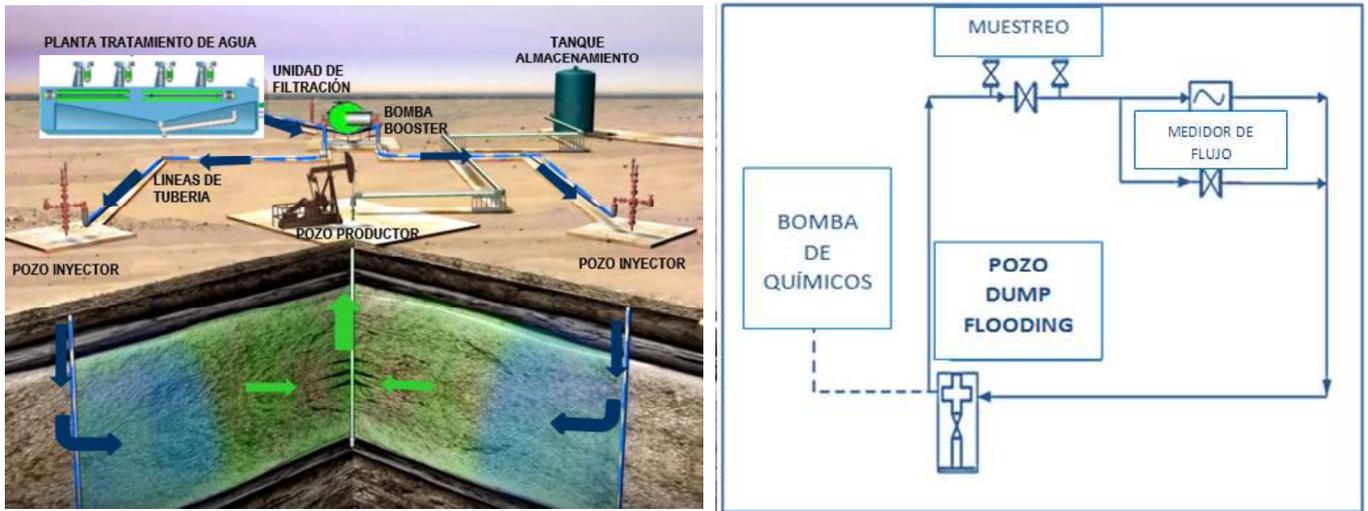
## **1.3 Descripción de la Tecnología Dump Flooding**

### **1.3.1 Introducción**

El sistema de recuperación secundaria para la producción de hidrocarburos es una adecuada alternativa para desplazar el petróleo remanente mediante la inyección de agua, sin embargo, es un proceso complejo que inicia con un análisis de factibilidad para determinar la estrategia de inyección; planificar, ubicar, perforar y completar los pozos inyectores; buscar fuentes de captación del agua que se usaría para la inyección; armar una compleja estructura para el manejo, tratamiento y adecuación de dicha agua; es decir, facilidades de superficie como: tanques de almacenamiento, bomba booster, líneas de flujo, planta de tratamiento de agua, unidad de filtración etc. Todo este proceso genera un costo asociado elevado tanto en la planificación como en la ejecución y costo adicionales de mantenimiento en las instalaciones de inyección de agua; en total, alrededor de 5.4 millones de dólares (pozo productor, pozo inyector, facilidades de superficie). La instalación de superficie de inyección convencional sufre problemas de corrosión y erosión que causan fugas que deben tratarse periódicamente y, si es lo suficientemente grave, puede obligar a detener todo el sistema de inyección hasta que se implementen medidas de contingencia.

La tecnología Dump flooding es una configuración que permite cumplir con la necesidad de producir e inyectar agua simultáneamente en un mismo pozo; instalar o desinstalar la completación del pozo de manera sencilla al ser un sistema compacto y versátil; minimizar las facilidades de superficie para manejo de agua; monitorear los volúmenes de agua de inyección en superficie en cualquier momento; efectuar trabajos de estimulación o limpieza en modo Rigless; y, finalmente reducir el impacto ambiental debido a que el agua producida de la arena de alta presión será inyectada directamente hacia la arena de baja presión.

La Figura 1.12 compara las facilidades de superficie del proceso de inyección de agua convencional y de la tecnología Dump flooding.



**Figura 1.12** Inyección de agua convencional vs Dump flooding

**Fuente:** (Meneses, 2018)

**Modificado por:** Gamboa, 2019

### 1.3.2 Descripción del Dump flooding y características generales

#### 1.3.2.1 Configuración de la completación

Considerando que se tiene únicamente 2 zonas: una productora (zona inferior) y una inyectora de agua (zona superior), la completación Dump flooding; de abajo hacia arriba, está compuesta por las siguientes:

#### **Sección 1: *Quantum packer MAX 7" (Seal bore packer) String***

Básicamente integrada por un *Quantum Packer MAX 7" (Seal bore packer)* + tubería de espaciamiento + *mule shoe 4"* (zapata guía). La empacadura deber ir asentado sobre la arena productora de agua ( $H_i$ ) y permite aislarla de la arena receptora de agua ( $U_i$ ). Adicionalmente, permite alojar la siguiente sección en el *seal bore extension*.

Los componentes de la sección son:

- *Quantum packer assembly 7"*
- *Mule shoe 4"* autoalineable

## **Sección 2: Lower String**

Las funciones de la sección son: comunicación con zona productora de agua a través del *seal bore packer*, crear una cámara de aislamiento de la arena superior e inferior entre empacaduras y permite alojar el *string* superior con la siguiente sección de la completación.

Los componentes principales de la sección (de abajo hacia arriba) son:

- *Mule shoe* 2 7/8"
- Unidades de sello 3.625" y localizador
- No Go nipple 3 1/2" EUE
- Centralizador integral 3 1/2"
- Tubería de producción (espaciamiento 3 1/2")
- *Blast joints* 3 1/2 "
- *Flow X Over Assembly* 9 5/8" con *Polished bore receptacle* (PBR)
- Tubería de producción (espaciamiento 5 1/2")
- *Quantum packer assembly* de 9 5/8"

## **Sección 3: Upper String + equipo BES + Flow X Over**

Esta sección permite la comunicación hacia la arena de inyección que se encuentra en la cámara entre las empacaduras de 7" y 9 5/8", aloja el equipo de levantamiento artificial (BES), y permite instalar el *string* interno de inyección de 2 7/8" dentro de la tubería de producción de 5 1/2".

Los componentes principales de la sección (de abajo hacia arriba) son:

- *Stinger assembly* con sellos de 2 3/8"
- Nipple de 2 7/8" EUE
- Marca radioactiva
- Tubería de inyección 3 1/2"
- *Integral bands catcher* 8"
- *Pump support assembly* para Csg 9 5/8"
- *By pass tubing* 2 7/8"
- Equipo de levantamiento artificial (BES)
  - BES
  - No Go con *std valve*

-2 *Flow coupling*

- *Flow X Over assembly*
- Tubería de producción 5 ½"
- *Tubing hanger* 5 ½ "

#### Sección 4: *Inner String* - inyección de agua

Permite la comunicación hacia la arena de inyección a través del *by pass tubing* del *Upper Completion* y también la inyección de agua desde superficie

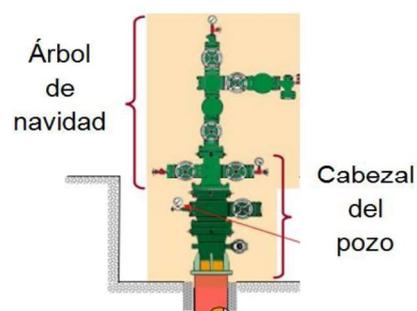
Los componentes principales de la sección (de abajo hacia arriba) son los siguientes:

- *Stinger assembly* con sellos de 2 3/8"
- No Go nipple de 2 7/8"
- Tubería de inyección 2 7/8"
- *Tubing hanger* de 2 7/8"

#### Cabezal dual productor – inyector

Es un dispositivo que permite sostener las sartas concéntricas de revestimientos y tuberías de producción en superficie, permitiendo de manera segura y eficiente el flujo de fluido proveniente del pozo (Figura 1.13).

El cabezal de pozo, el BOP, el árbol de navidad, son métodos secundarios para control del pozo después de la hidrostática de la columna de fluido en el pozo que constituye su control primario. Por lo tanto, el diseño, ajuste y aplicación del cabezal de pozo debe garantizar que la especificación de presión de cada componente puede contener las presiones máximas esperadas que se experimentarán durante la vida del pozo (Schlumberger, 2014a).



**Figura 1.13** Cabezal de pozo y árbol de navidad  
**Fuente:** (Schlumberger, 2014a)

La configuración del cabezal del pozo A-211E (Dump flooding) está diseñado en función de la norma API 6A (ISO 10423) con el objetivo de alojar la tubería de revestimiento de 9 5/8” en la sección A, las sargas de producción de 5 1/2 “y la sarga de inyección de 2 7/8” en las secciones B y C, respectivamente. Adicionalmente, permitir la producción de agua a través de las válvulas laterales de la sección B y la inyección de agua a través de la válvula lateral estrangulación para regular la presión de inyección de agua. *Dual Spool* es una parte adicional (incluida) en el equipo de cabezal de pozo (ver Figura 1.15).

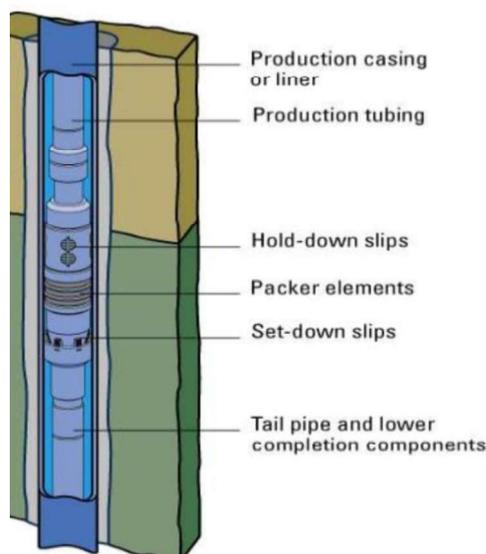
### 1.3.2.2 Características generales

#### Empacador *Quantum Max*

El empacador *Quantum Max* proporciona soporte para sistemas de empacadura de grava, producción, inyección y fracturamiento (ver Figura 1.14).

El empacador *Quantum Max* permite aislar múltiples intervalos de producción/inyección, optimizando las operaciones en parámetros de rendimiento críticos, que incluyen presión y temperatura diferenciales, capacidad de carga, capacidad de torsión y confiabilidad de sellado (Schlumberger, 2012a).

La presión de todos los componentes de *QUANTUM MAX* es de 10,000 psi o temperaturas mayores a 350 °F.



**Figura 1.14** Empacador *Quantum Max*

**Fuente:** (Schlumberger, 2012a)

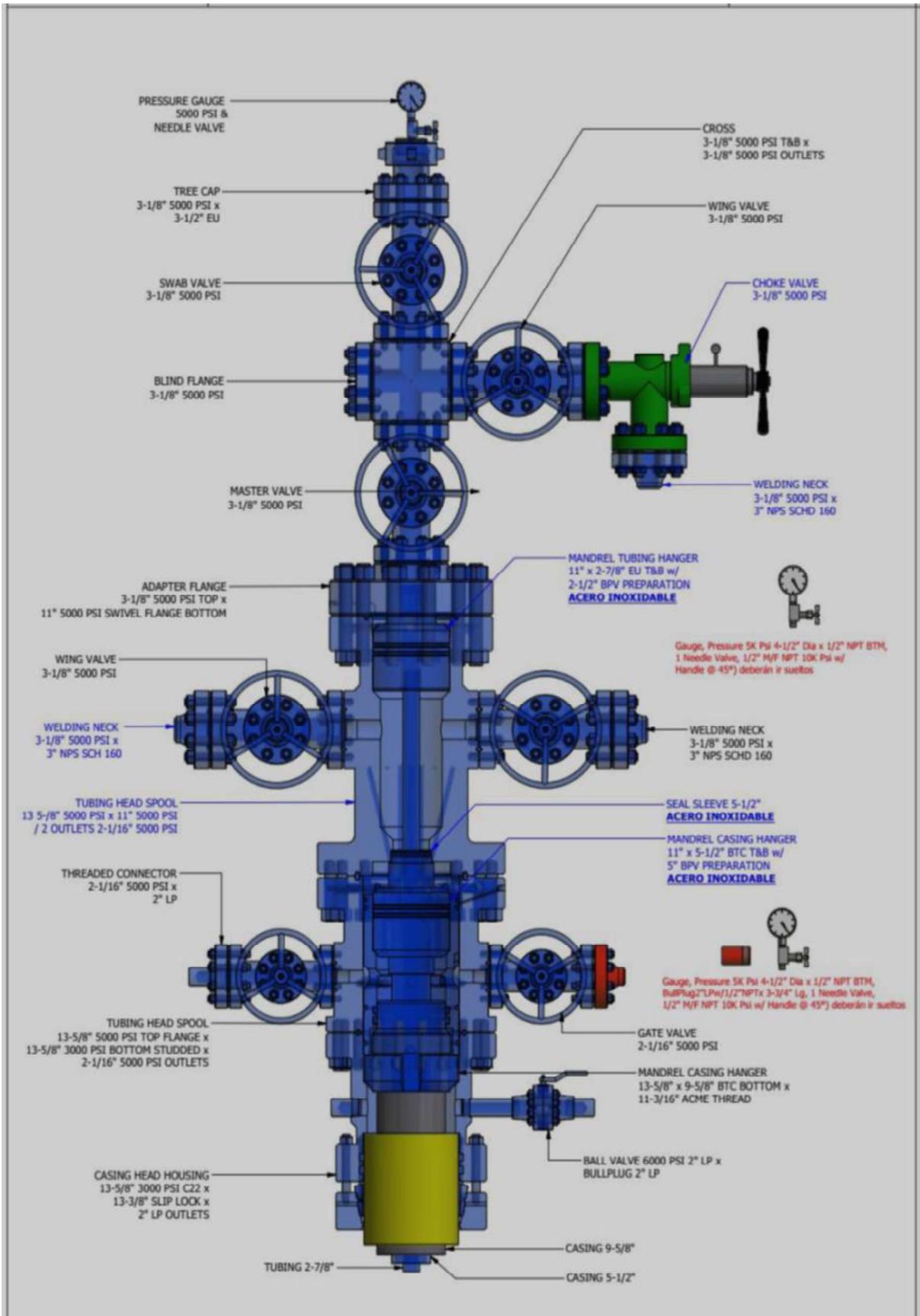


Figura 1.15 Cabezal dual productor – inyector

Fuente: (Meneses, 2018)

### **Self-Aligning Guide Shoe**

Protege y guía la entrada correcta del conjunto de sellado en un empacador de producción o en un *polished bore receptacle* (PBR) mediante su biselado ubicado en la parte inferior (Schlumberger, 2014b).

Las zapatas de guía se fabrican con materiales que cumplen con las normas NACE MR0175 para materiales metálicos resistentes al agrietamiento por sulfuro (Schlumberger, 2014b). Ver Figura 1.16.



**Figura 1.16** *Self-Aligning Guide Shoe*  
**Fuente:** (Schlumberger, 2014b)

#### **Aplicaciones**

- Operaciones de completación estándar
- Completaciones inteligentes
- Aplicaciones altamente desviadas u horizontales.

#### **Beneficios**

- Aumenta la confiabilidad para guiar el ensamble del sello en el interior del *polished bore receptacle*.

#### **Características**

- No requieren rotación
- Pasa fácilmente a través de empacaduras o *polished bore receptacle* (PBR) para optimizar las operaciones de completación
- Materiales compatibles con NACE MR0175

En la Tabla 1.6 se presentan las especificaciones de la herramienta.

**Tabla 1.6** Especificaciones *Quantum Self-Aligning Guide Shoe*

<b>Size, in [mm]</b>	<b>OD, in [mm]</b>	<b>ID, in [mm]</b>
2.688 [68.3]	2.650 [67.3]	1.910 [48.5]
3.000 [76.2]	2.950 [74.9]	2.100 [53.3]
3.250 [82.6]	3.200 [81.3]	2.370 [60.2]
4.000 [101.6]	3.960 [100.6]	3010 [76.5]
4.750 [120.7]	4.740 [120.4]	3.270 [83.1]
6.000 [152.4]	5.950 [151.1]	4.890 [124.2]

**Fuente:** (Schlumberger, 2014b)

### **Quantum Standard Seal Units**

Utilizado como parte de un conjunto de sello *Quantum*, consisten en un pestillo de anclaje, un pestillo de presión o un localizador de No-Go, unidades de sellado y una zapata de guía. Proporcionan un sello eficaz a prueba de fugas entre el empacador y la tubería de producción. Las unidades de sello estándar contienen dos sellos unidos y un espaciador de sello (Schlumberger, 2015a). Ver Figura 1.17.

El sello adherido es tolerante al daño causado por escombros, movimiento de la tubería y descarga de sellos bajo presión. El material de sellado estándar es nitrilo, que se recomienda para entornos sin H<sub>2</sub>S. Para ambientes H<sub>2</sub>S, se pueden especificar sellos de Viton y Aflas (Schlumberger, 2015a).



**Figura 1.17** *Quantum standard seal units*

**Fuente:** (Schlumberger, 2015a)

## Aplicaciones

- Sellos de completación entre empacador y tubería de producción

## Beneficios

- Mayor confiabilidad
- Mejora el sellado entre empacadores y tubería de producción

## Características

- Las unidades de sellado están hechas de acero de aleación, están tratadas térmicamente para servicio de H<sub>2</sub>S
- Las juntas son resistentes a los residuos y a los movimientos
- Los sellos adheridos se pueden descargar bajo presión diferencial
- Las unidades de sellado utilizadas con anclajes y localizadores optimizan la colocación del sello en orificios pulidos
- Los materiales cumplen con las normas NACE MR0175 para materiales metálicos resistentes al agrietamiento por sulfuro.

En la Tabla 1.7 se presentan las especificaciones de la herramienta.

**Tabla 1.7** Especificaciones *Quantum Standard Seal Units*

Size, in [mm]	OD, in [mm]	ID, in [mm]	Pressure Rating, psi [kPa]
2.688 [68.3]	2.676 [68.0]	1.955 [49.7]	9.000 [62.055]
3.000 [76.2]	2.985 [75.8]	2.340 [59.4]	10.000 [68.950]
3.250 [82.6]	3.210 [81.5]	2.375 [60.3]	9.300 [64.124]
4.000 [101.6]	3.960 [100.6]	3.030 [77.0]	9.100 [62.745]
4.750 [120.7]	4.710 [119.6]	3.490 [88.7]	8.600 [59.297]
6.000 [152.4]	5.960 [151.4]	4.740 [120.4]	7.800 [53.781]

**Fuente:** (Schlumberger, 2015a)

## **Localizador No-Go**

Proporciona una indicación de la superficie de que el conjunto de sello está colocado correctamente en el *polished bore* (Schlumberger, 2013). Ver Figura 1.18

### **Aplicaciones**

- Terminaciones de zona única o múltiple
- Localizador preferido para ensamblajes largos de sellos de cadenas múltiples

### **Beneficios**

- Simplifica las operaciones para ahorrar tiempo y mejora la confiabilidad
- El diseño proporciona una indicación de la ubicación correcta del sello en el orificio del sello

### **Características**

- Procedimientos fáciles de picadura y liberación.
- Movimiento de sello limitado
- Adecuado para aplicaciones donde se permite que las juntas floten
- Compatible con la mayoría de los empacadores de juntas de sellado y receptáculos de orificio pulido
- Fabricado con materiales que cumplen con las normas NACE MR0175.
- Sellos de alto rendimiento disponibles para más ambientes hostiles



**Figura 1.18** *Quantum No-Go locator*

**Fuente:** (Schlumberger, 2013)

En la Tabla 1.8 se detallan las especificaciones de la herramienta.

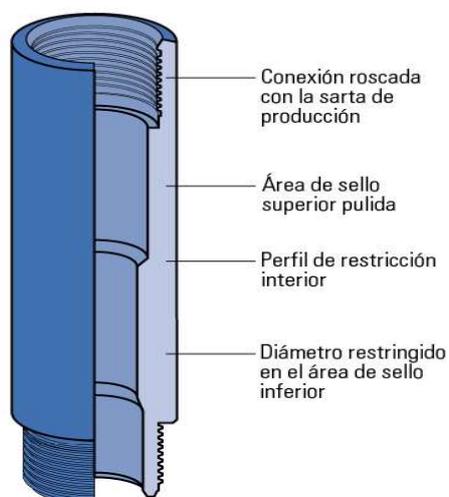
**Tabla 1.8** Especificaciones *Quantum No-Go Locator*

Size, in [mm]	OD, in [mm]	ID, in [mm]	Pressure Rating, psi [kPa]	Standard Top Connection
5.000 x 2.688 [127.0 x 68.3]	2.937 [75.6]	1.950 [49.5]	9.000 [62.055]	2.375
5.500 x 3.000 [139.7 x 76.2]	3.250 [82.6]	2.350 [59.7]	7.300 [50.334]	2.875
7.000. 7.625 x 3.250 [177.8. 193.7 x 82.6]	3.460 [87.9]	2.375 [60.3]	9.300 [64.124]	2.875
7.000. 7.625 x 4.000 [177.8. 193.7 x 101.6]	4.150 [105.4]	3.030 [77.0]	9.100 [62.745]	4.000
9.625 x 4.750 [244.5 x 120.7]	4.940 [125.5]	3.280 [83.3]	8.600 [59.297]	3.500
9.625 x 6.000 [244.5 x 152.4]	6.200 [157.5]	4.740 [120.4]	7.800 [53.781]	5.500

**Fuente:** (Schlumberger, 2013)

### **No – Go Nipple**

Un nipple con un perfil interno de diámetro reducido que proporciona una indicación positiva del asentamiento al impedir que la herramienta o el dispositivo a ser asentado pase a través de éste (Schlumberger, 2011a). En muchas terminaciones, es preferible un nipple de asentamiento de restricción interior para la localización más profunda del nipple, que proporciona una barrera de restricción interior como protección contra la bajada o el lanzamiento de una sarta de herramientas por debajo de la sarta de tubería de producción (Schlumberger, 2011a). Ver Figura 1.19.

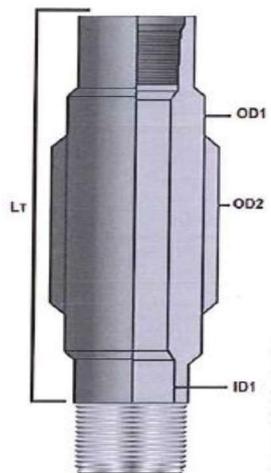


**Figura 1.19** No Go Nipple

**Fuente:** (Schlumberger, 2011a)

### **Centralizador integral**

Es un dispositivo utilizado para guiar una sarta de herramientas en el centro de la tubería de producción, en la tubería de revestimiento o en el pozo. La centralización de la herramienta se puede requerir por diversos motivos: para evitar que ésta quede suspendida de las obstrucciones presentes en la pared del pozo, para emplazar el fluido de manera eficiente y para evitar la separación excesiva respecto de la pared del pozo (Schlumberger, 2011b). Ver Figura 1.20.



**Figura 1.20** Centralizador integral 3 ½”

**Fuente:** (Schlumberger, 2011b)

### **Tubería de producción 3 ½” & 5 ½”**

Un tubular de pozo utilizado para producir los fluidos del yacimiento. La tubería de producción e inyección se ensambla generalmente con otros componentes de la terminación para conformar la sarta de producción de fluidos e inyección de los mismos. La sarta de producción e inyección seleccionada para cualquier terminación debe ser compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos de yacimientos (Schlumberger, 2011c).

### **Flow Coupling & Blast Joint**

*Blast joint* se usan para proteger la tubería de la acción abrasiva del flujo de gas o fluidos cuando se coloca frente a las perforaciones (ver Figura 1.21).

Los *Flow Couplings* son componentes de la completación de pozos, de paredes gruesas y relativamente corto, instalado en las zonas donde se anticipa la presencia

de turbulencia. El espesor adicional de la pared previene las fallas prematuras producidas por la erosión en la zona de flujo turbulento. Los acoplamientos de flujo se instalan generalmente por encima y por debajo de los componentes de la terminación, tales como los nipples de asentamiento, que pueden incidir en el flujo.



**Figura 1.21** Flow Coupling & Blast Joint

**Fuente:** (Cruztel, 2018)

### **Flow Crossover y Stinger Assemblies**

#### **Descripción y Operación**

El Sistema *Dual Concentric* produce dos intervalos de reservorio en el mismo pozo usando bombas eléctricas sumergibles (ESP). El fluido de cada zona se produce independientemente a la superficie por medio de dos sartas de tubería instaladas de forma concéntrica. Las zonas se pueden producir de forma independiente o simultánea, mientras se ejecutan ESP superiores, inferiores o ambos. Los fluidos producidos a partir de cada intervalo de reservorio pueden medirse independientemente en la superficie (Schlumberger, 2015b).

El *Flow Crossover* crea la unión entre los ESP superiores e inferiores. El *Flow Crossover* tiene una conexión con la descarga de ambos ESP's y con la sarta de tubería de producción exterior anterior (Schlumberger, 2015b).

Una vez que se haya instalado la sarta de tubería exterior en el interior del pozo, la sarta de tubería interna se instala dentro de la sarta de tubería exterior. El ensamblaje del *stinger* está hecho hasta la parte inferior de la sarta de tubería interna y se ubica en un perfil de orificio de sellado en el ensamblaje de *flow crossover* para aislar las dos sartas de la tubería y las vías de flujo (Schlumberger, 2015b). Ver Figura 1.22.

## Aplicaciones

- Completaciones de ESP concéntricas dobles (*Dual Zone* productoras)
- Completaciones productor - inyector (*Dump flooding*)

## Características de *flow crossover*

- Subconjunto, torque y presión probados
- Giratorio telescópico con orificio de sellado extendido
- Conexión de gran producción para mejorar el área de flujo.
- Manipulación de fondo con conexión a tubería exterior de producción.
- Perfil de niple superior opcional para aceptar *standing valve* para pruebas de presión.



**Figura 1.22** *Flow Crossover y Stinger Assemblies*

**Fuente:** (Schlumberger, 2015b)

### **Características del ensamblaje del *stinger***

- Subconjunto, torque y presión probados
- Ensamble de sello extendido
- Perfil interno opcional del niple para aceptar *standing valve*
- Manipulación de fondo con conexión a tubería interior de producción.
- Elección de los elastómeros de elementos de sellado.

### **Polished bore receptacle y Seal Assembly**

El receptáculo de orificio pulido (PBR) y el conjunto de sello funcionan como una junta de expansión cuando se espera un movimiento extremo en el tubo de producción. Como una aplicación adicional, se puede utilizar como una herramienta de separación para la extracción de los tubos de producción (Schlumberger, 2011d). Ver Figura 1.23.



**Figura 1.23** *Polished bore receptacle*

**Fuente:** (Schlumberger, 2011d)

### **Aplicaciones**

- Junta de expansión cuando se espera un movimiento extremo en el tubo de producción.
- Herramienta de separación para extracción de tubos de producción.

## **Beneficios**

- Permite la separación de tubos.
- Permite que se desate la cuerda de la tubería superior sin quitar el empacador
- Permite la recuperación independiente del recipiente y el conjunto de sellos

## **Características**

- Disponible en numerosas longitudes de stroke y materiales
- Juntas de cuerpo metal a metal.
- Pilas de embalaje doble independientes
- Taladro ininterrumpido
- Anillos centralizadores de teflón para proteger el orificio pulido
- *Mule shoe* en mandril interior
- Valor diseñado, basado en tubería de emisión libre para mandril interno

## **Integral bands catcher 8"**

Está diseñada para recolectar las bandas que se desprendan del Sistema BES durante el proceso de instalación o recuperación, reduciendo la probabilidad de que estas bandas metálicas caigan al fondo del pozo o sobre las Completaciones de fondo y causen desde procesos simples de limpieza de pozos, hasta reducciones de producción, obstrucción de las perforaciones, problemas en la corrida de herramientas durante la operación, problemas u operaciones de pesca en la recuperación de completaciones de fondo (SigmaOil, 2019). Ver Figura 1.24.

Sus principales componentes son:

1. Canasta recolectora 8"
2. Brida roscada
3. Tubo Central (mandril) 2 7/8"
4. Centralizador con prisioneros

Se instala bajo el Sistema BES, en la base del sensor de presión, y no obstruye o afecta el desempeño del sistema BES. Tiene facilidades para instalar el tubo capilar de inyección de químicos, garantizando la cobertura química de todo el sistema BES; adicional la "*Band Catcher*" puede actuar como centralizador (SigmaOil, 2019).



**Figura 1.24 Bands Catcher**

**Fuente:** (SigmaOil, 2019)

### **Pump Support Sub Assembly**

Es un componente que se conecta a la base del ESP mediante un *spear* con 2 3/8" EUE. El *spear* tiene un ajuste rotacional que facilita la conexión a la base del ESP. Adicionalmente, se utiliza en tales aplicaciones para ayudar a distribuir las fuerzas de compresión a través del marco del ESP, en lugar de ser transmitido directamente a través del pequeño tubo de *bypass* de OD, que de lo contrario podría pandearse (Schlumberger, 2012b).

En general, las longitudes del *bypass tubing* se configura para ajustar entre *Y-Tool* en el tope del sistema, y el *pump support* en el fondo. En la salida de la tubería debajo de la ESP (completación inferior) pasará a través de los cambios de ID del casing 9 5/8" o liner 7" (Schlumberger, 2012b).

### **Sistema ByPass (Y-Tool)**

El sistema de *bypass* ESP permite acceder a una zona de producción de pozo debajo de una bomba sumergible eléctrica (ESP), utilizando equipos y procedimientos estándar. Se corre paralela a la ESP y proporciona un conducto para guiar las herramientas de registro o estimulación a través de la ESP (PetroSolus, 2018).

El componente clave del sistema es la *Y-Tool* y proporcionan acceso directo a varias herramientas operadas por tubería flexible o por cable (PetroSolus, 2018).

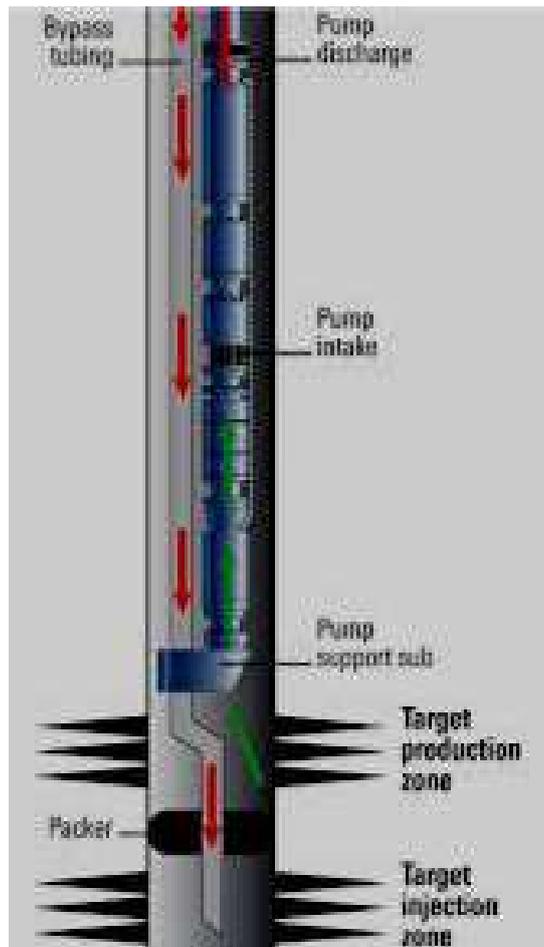
En la Tabla 1.9 se detallan las especificaciones de la herramienta y en la Figura 1.25 el acople de la herramienta.

**Tabla 1.9** *Standard Bypass Tubing Data*

<b>OD, in</b>	3.500	2.875	2.750	2.375	2.125	1.500
<b>ID, in</b>	2.992	2.441	2.362	1.995	1.869	1.244
<b>Drift, in</b>	2.875	2.347	2.268	1.901	1.775	1.150

**Fuente:** (Schlumberger, 2008)

**Modificado por:** Gamboa, 2019



**Figura 1.25** *Pump Support & sistema Bypass (Y-Tool)*

**Fuente:** (Novomet, 2016)

### 1.3.3 Ventajas del sistema Dump flooding

Las ventajas del sistema Dump flooding son:

- Permite medir el caudal a inyectarse
- Permite tomar muestras de agua en superficie
- Minimiza el impacto ambiental asociado con la línea de inyección (desde la fuente de agua hacia el pozo de inyección), particularmente dentro de la selva tropical.
- Minimiza los gastos de capital (CAPEX) asociados con tuberías, bombas de transferencia, obras civiles y eléctricas en superficie.
- Minimiza los costos operativos (OPEX) asociados con el mantenimiento y la operación de equipos de superficie (bombas, línea de inyección y otros).
- Evita posibles fugas superficiales al medio ambiente ya que todos los equipos necesarios se instalan en el mismo pozo.
- Facilita un monitoreo completo y exhaustivo de la inyección de agua (fondo de pozo y superficie) a través de los sensores y medidor de flujo de fondo de pozo de la bomba electrosumergible, así como un punto de muestreo de agua cerca de la cabeza del pozo.
- La configuración de completación minimiza cualquier carga de compresión para la bomba electrosumergible (maximiza la longevidad del sistema).
- Se recupera únicamente el *inner string* y la completación superior para no remover toda la completación del pozo (optimizando las operaciones subsiguientes, costo - tiempo).
- La configuración de completación permite ejecutar trabajos de estimulación (Rigless) en la zona de inyección de agua (intervalo superior).
- El Casing de 9 5/8" no está expuesto a la inyección de agua por encima de la empaadura superior.
- Posibilidad de inyectar productos químicos en el orificio inferior a través del capilar en el cable de alimentación de la bomba electrosumergible.

### 1.3.4 Desventajas del sistema Dump flooding

Las desventajas del sistema Dump flooding son:

- Se requieren dos (2) empaaduras de producción en lugar de una empaadura para completar el pozo.

- Se requieren cinco (5) viajes para bajar toda la completación; es decir, el tiempo operativo asociado al trabajo de reacondicionamiento será mayor que al de un trabajo de completación convencional.
- No es posible ejecutar intervenciones (Rigless) (es decir, trabajos de estimulación) en el intervalo de la fuente de agua (zona inferior).
- Alto costo asociado a la tecnología Dump flooding por la diversidad de equipos utilizados en la completación.
- Limitación de la presión de inyección en superficie (2500 psi) debido principalmente a los diámetros de tubería, condiciones de reservorio y configuración mecánica de la completación.

### 1.3.5 Riesgos

El uso de la completación Dump flooding implica los siguientes riesgos:

- Caída de objetos dentro del *polished bore receptable* PBR del *Flow-X Over* que impidan ingresar con los sellos.
- Exposición de 7 "TOL a inyección de agua.
- Caída de componentes de completación en el pozo, como tiras metálicas durante la completación e intervenciones.
- Fugas a través de las secciones de sellado (inferior).
- Posible flujo cruzado entre las arenas de alta y baja presión durante los trabajos previos que se ejecutan en el *Workover* antes de bajar la completación, esto implica que se pueden dañar los yacimientos, y se requieren trabajos de estimulación adicionales.

## **2. METODOLOGÍA**

### **2.1 Selección de pozo candidato A-211E**

El pozo se perforó en un área estratégica con la finalidad de ser convertido a inyector como parte del Piloto de Inyección de Agua en la zona Central del Campo "X", con el objetivo de incrementar la presión de reservorio y producir las reservas remanentes en la arenisca U inferior del Campo. Se espera que con la inyección del pozo A-211E, se puedan reactivar pozos vecinos y mantener / incrementar la producción en los pozos de la arenisca U Inferior: A -74, A -97, A-18.

Al realizar un análisis de reservas por el método de declinación en el pozo A-211E, se tienen reservas remanentes para la arenisca U Inferior de 40 MBIs consideradas poco atractivas al comparar con las reservas por recuperación primaria 9.693 MMBIs y con reservas incrementales por recuperación secundaria (1.8 MMBIs); es decir, un total de reservas a ser recuperadas de 11.49 MMBIs.

Debido a la posición estructural y a las buenas propiedades petrofísicas del pozo A-211E en el reservorio U inferior, la inyección a través de este pozo permitirá generar un empuje en línea alterna, lo cual aumenta significativamente la eficiencia de barrido areal, asegurando el éxito de los resultados por recuperación secundaria.

Igualmente, el pozo no muestra acumulación significativa de hidrocarburos en sus demás areniscas T inferior y Hollín superior.

El agua a inyectarse a la arenisca U inferior en el pozo A-211E será proveniente del reservorio Hollín inferior del mismo pozo A-211E. El agua de la arenisca 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.

Se ha planificado el proyecto piloto de recuperación secundaria con inyección de agua al reservorio U inferior del Campo "X" debido a la evidente caída de presión registrada; por lo que se requiere, convertir el pozo A-211E como inyector de agua al reservorio U inferior, proyecto que permitirá incrementar la producción de petróleo, mejorar el barrido y la recuperación de petróleo del yacimiento U inferior.

## 2.2 Aplicación de la tecnología *Dump Flooding* en el pozo A-211E

### 2.2.1 Historial del pozo A-211E

El pozo A-211E fue perforado direccionalmente “Tipo J” en septiembre 2018 alcanzando una profundidad final de 11178.00 pies MD / 10391.31 pies TVD.

El pozo quedó completado en C&PI en noviembre 2018 en la arenisca “Ui” con sistema de levantamiento de bombeo hidráulico con una producción de 160 BFPD / 123 BPPD / BSW 50%. A Marzo 2019 registra una producción de 168 BFPD / 158 BPPD / 6% BSW.

### 2.2.2 Estado mecánico actual A-211E

En la Tabla 2.1 se presentan las especificaciones de tubería de revestimiento y tubería de producción para la completación inicial del pozo.

**Tabla 2.1** Especificaciones de Tubería de Revestimiento y tubería de producción

O.D. (plg)	Grado	Peso lb/pie	I.D. (plg)	Drift (plg)	Tipo de rosca	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (lbs X 1000)	Distribución Pies MD		Descripción
									Desde	Hasta	
20	K-55	94	19.124	18.936	BTC	2,110	520	1,480	0	267	Conductor
13 3/8	K-55	54.5	12.615	12.459	BTC	2,730	1,130	853	0	1,808	Superficial
13 3/8	K-55	68	12.415	12.259	BTC	3,450	1,950	1,069	1,808	6,171	Superficial
9 5/8	L-80	47	8.681	8.525	BTC	6,870	4,750	1,086	0	7,895	Intermedio
9 5/8	L-80	53.5	8.535	8.379	BTC	7,930	6.620	1,244	7,895	10,340	Intermedio
7	P-110	29	6.184	6.059	BTC	11,220	8,530	929	10,172	11,176	Liner Producción (SD)
3 1/2	N-80	9.3	2.992	2.867	EUE	10,160	10,540	207	0	10,362	Tubería de Producción

**Fuente:** (Tayo, 2019)

La Figura 2.1 presenta el diagrama mecánico del pozo A-211E posterior a su completación en noviembre 2018.

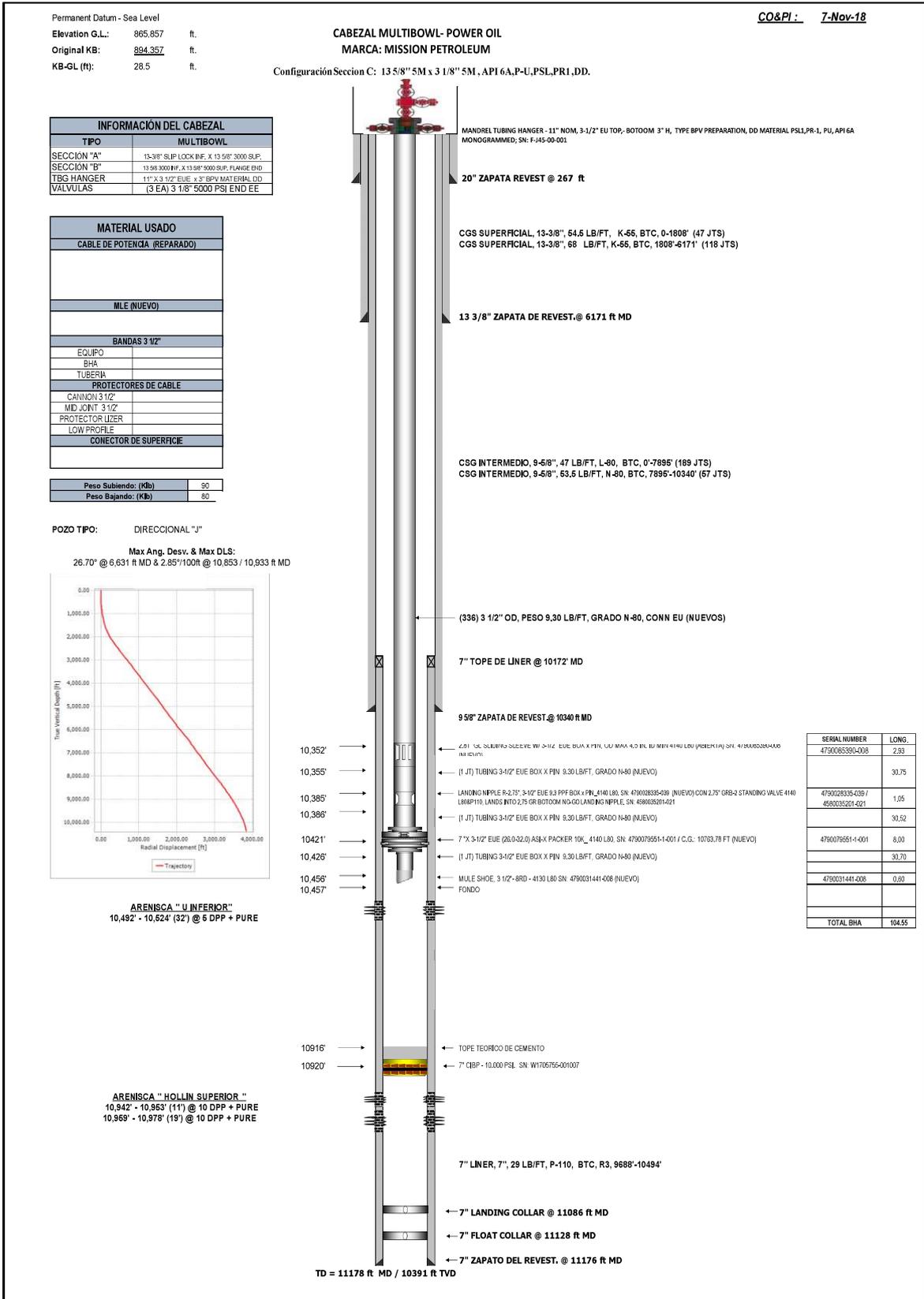


Figura 2.1 Diagrama mecánico actual Pozo A-211E

Fuente: (Shaya Ecuador, 2019)

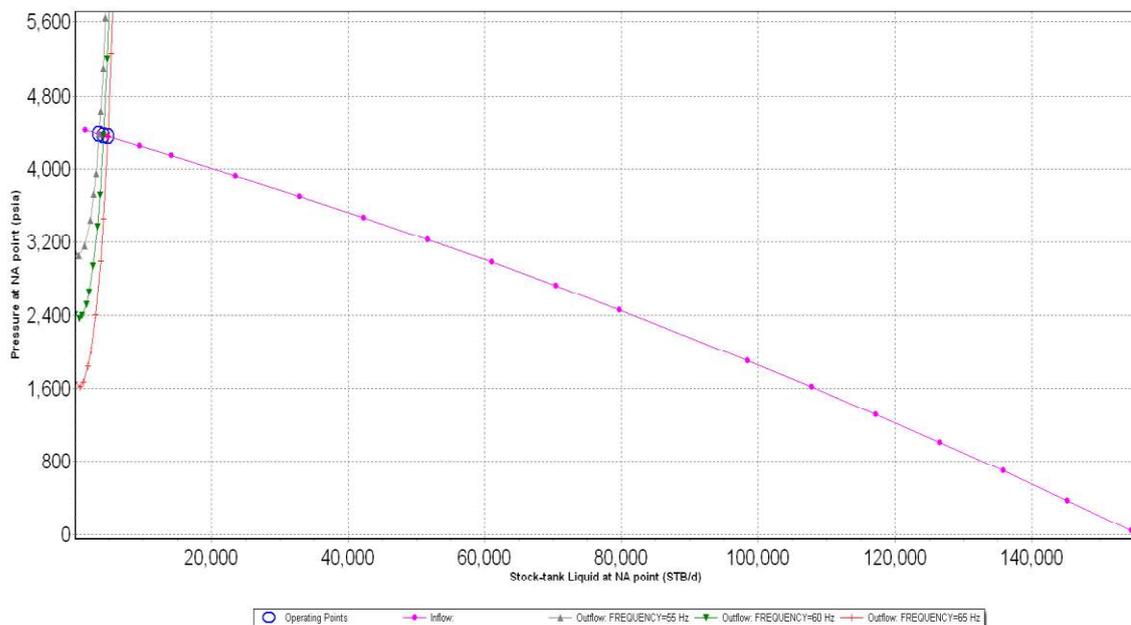
### 2.2.3 Potencial de producción A-211E – arenisca Hollín inferior

**Tabla 2.2** Parámetros del pozo A-211E - arenisca Hollín Inferior

Pozo:	A-211E
Pr:	4,450 psi
Temperatura:	236 °F
Espesor neto (TVD):	69 pies
Permeabilidad Efectiva:	300mD

**Fuente:** (Paredes, 2018)

Paredes (2018) presenta el análisis nodal para la arenisca hollín inferior en el pozo A-211E (Figura 2.2) utilizando como input datos de los parámetros del pozo (Tabla 2.2) para determinar la curva IPR (Inflow) y los diferentes casos en la variación de frecuencia del equipo BES determinando las curvas outflow (Anexo IV).



**Figura 2.2** Análisis nodal pozo A-211E – arenisca Hollín inferior

**Fuente:** (Paredes, 2018)

En la Tabla 2.3 se presenta el resumen de los diferentes casos para la variación de la frecuencia en el equipo BES y el caudal de inyección.

**Tabla 2.3** Variación de frecuencia operativa del equipo BES para los diferentes casos

	<b>Caso Bajo</b>	<b>Caso Medio</b>	<b>Caso Alto</b>
<b>Frecuencia (Hz)</b>	55	57.5	60
<b>QI (BAPD)</b>	3,550	4,200	4,800

**Fuente:** (Paredes, 2018)

Considerando un equipo BES de rango amplio instalado en pozo, variando la frecuencia operativa del equipo entre los valores de 55Hz, 57.5Hz y 60Hz, el pozo podrá aportar un caudal máximo de 4,500 BAPD (ver Figura 2.2).

#### **2.2.4 Potencial de inyección A-211E – arenisca U inferior**

La metodología para el cálculo de caudal inyección de agua se basa en el uso de la ecuación de flujo en medio poroso de Darcy y la simulación realizada por medio del software *PipeSim*. Para confirmar este valor, se realizará una prueba *Step Rate Test* (SRT) al momento de ejecutar el trabajo de reacondicionamiento para convertir el pozo de productor de petróleo a inyector de agua.

Procedimiento de Cálculo del caudal de inyección:

- 1) Se utilizaron los valores de permeabilidad absoluta y espesor del yacimiento obtenido de la interpretación petrofísica de la arenisca U inferior.
- 2) Conociendo la saturación de agua en la arenisca U inferior, obtenida de la interpretación petrofísica, se estima la permeabilidad relativa al agua con lo cual se puede calcular el índice de inyectividad usando la ecuación de flujo en medio poroso de Darcy y se calculan los caudales obtenidos con tres valores diferentes de permeabilidad variando la presión de cabeza.

**Tabla 2.4** Parámetros del pozo A-211E - arenisca U Inferior

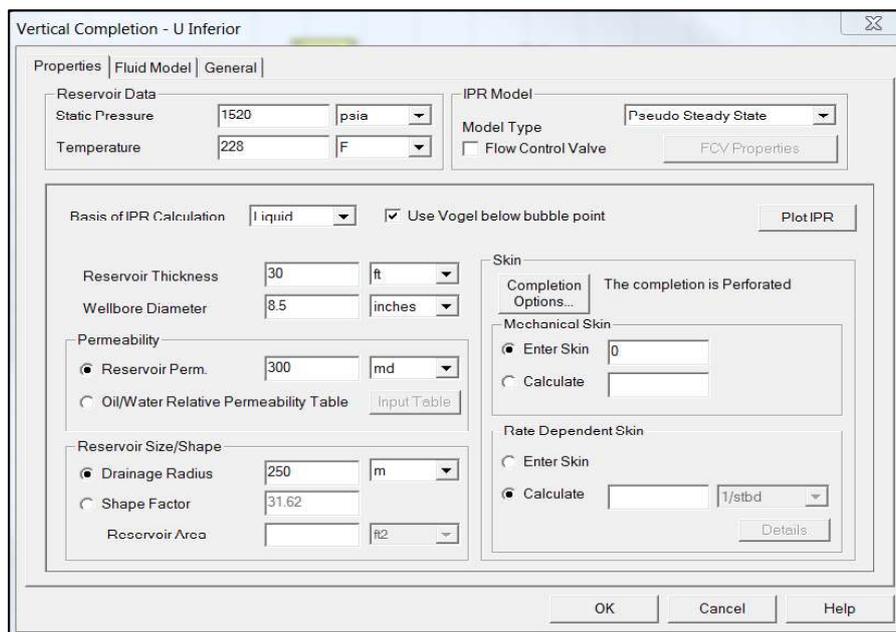
<b>Pozo:</b>	<b>A-211E</b>
BSW:	100%
GOR:	0 scf/STB

Continuación **Tabla 2.4**

API:	10
Pr:	1,525 psia
Temperatura:	228 F
Espesor neto:	30 pies TVD
Permeabilidad Efectiva	350 mD
Rw:	4,25 "
Re:	500 m

**Fuente:** (Paredes, 2018)

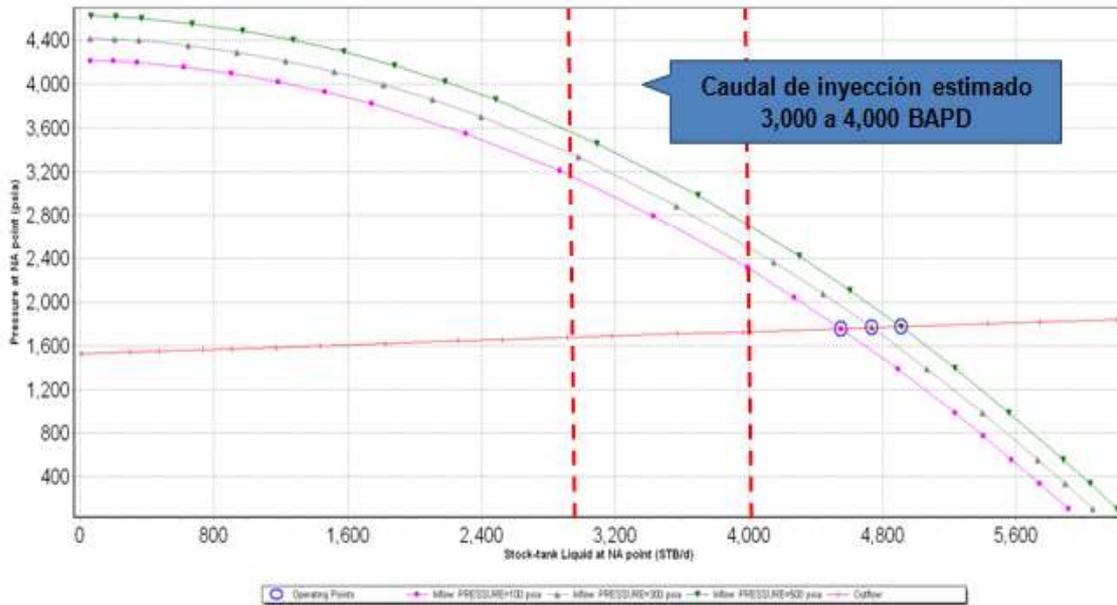
En la Figura 2.3 se presentan los parámetros de entrada para determinar la curva outflow.



**Figura 2.3** Input de parámetros requeridos para el análisis nodal arenisca U inferior

**Elaborado por:** (Gamboa, 2019)

En la Figura 2.4 se puede evidenciar la inyectividad en la arenisca U Inferior entre 4,500 y 4900 BAPD; sin embargo, el caudal de inyección será de 3,000 a 4,000 BAPD debido a la completación que se bajará en el pozo y las necesidades de inyección de agua como proyecto.



**Figura 2.4** Análisis nodal pozo A-211E – arenisca U inferior

**Fuente:** (Paredes, 2018)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

### 2.2.5 Área de inundación estimada

Se asume que el pozo inyectará durante 15 años un caudal promedio de 4,000 BAPD; se aplican las ecuaciones (1), (2), (3):

$$W_i = I_w \times t \tag{1}$$

W<sub>i</sub>: Acumulado de inyección (Bl)

I<sub>w</sub>: Caudal de agua inyectada por día (BPD)

t: Tiempo de inyección (días)

$$W_i = 4,000 \frac{bls}{dia} \times (15 \text{ años} \times 365 \frac{dia}{años})$$

$$W_i = 21,900,000 \text{ bls.}$$

$$W_i = \frac{1}{5.62} \times A \times H \times S_w \times \emptyset \tag{2}$$

A: Área (ft<sup>2</sup>)

H: Espesor (ft)

∅: Porosidad (Fracción)

S<sub>w</sub>: Saturación de agua (Fracción)

El área será expresada en términos de radio (r)

$$A = \pi r^2 \quad (3)$$

Reemplazando la ecuación (3) en la ecuación (2) y despejando el radio (r) dentro de la ecuación (2) el radio de inundación:

$$R = \sqrt{\frac{W_i \times 5.62}{H \times S_w \times \phi \times \pi}}$$

Para U Inferior el radio de inundación calculado es:

$$R = \sqrt{\frac{21,900,000 * 5.62}{23 * 0.1 * 0.17 * \pi}}$$

$$R = 10,010 \text{ ft}$$

Remplazando el radio en la ecuación (3), se tiene:

$$A = \pi(10,010 \text{ ft})^2 \quad (3)$$

$$A = 314'787,898.05 \text{ ft}^2 = \mathbf{7,227 \text{ acres}}$$

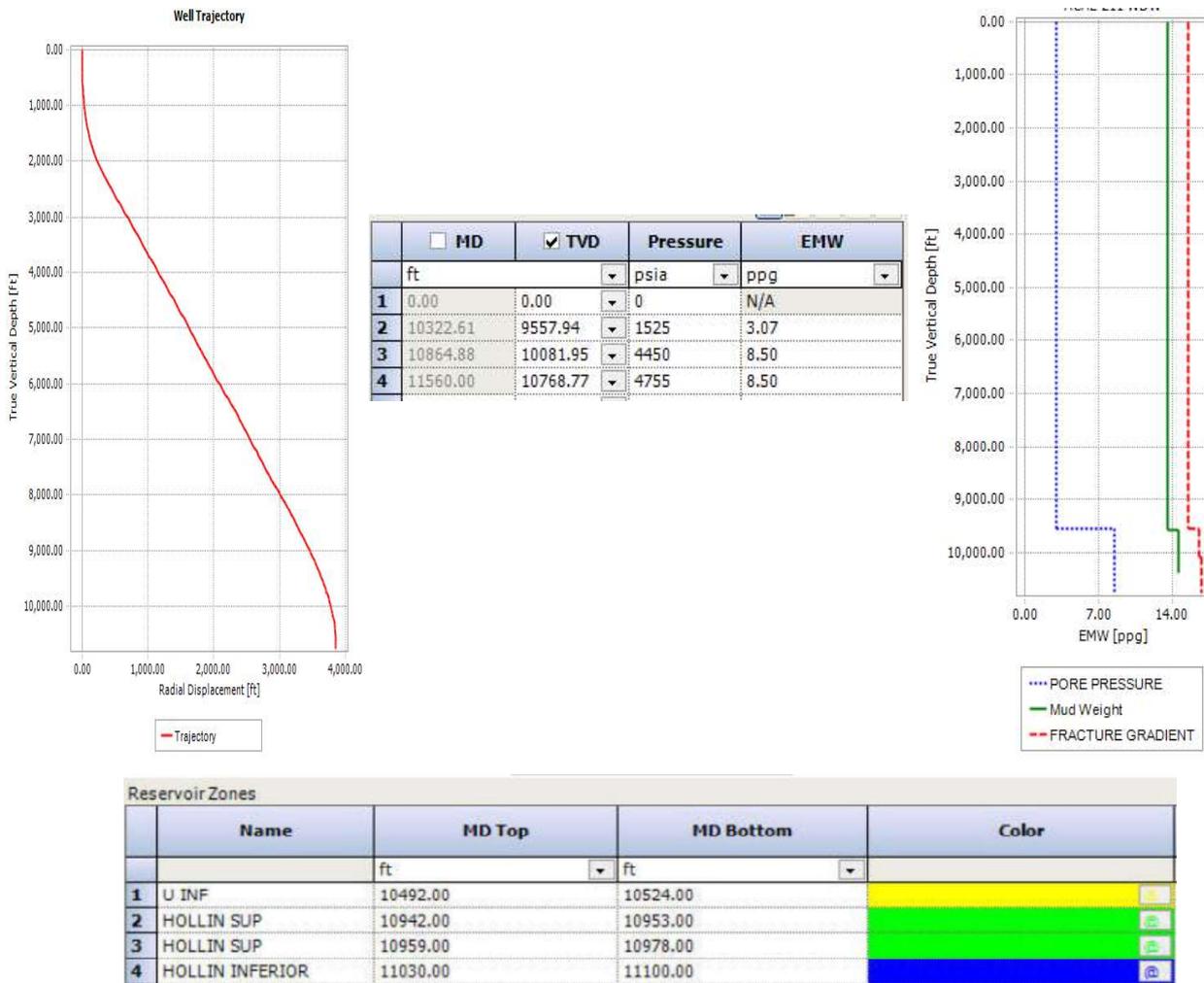
## 2.2.6 TDAS de la completación *Dump flooding* – pozo A-211E

*Tubular Design Analysis System* (TDAS) es un software de simulación de los movimientos de la tubería con el objetivo de determinar los diferentes esfuerzos que sufre la tubería con efectos de la presión y temperatura a condiciones reales del pozo; evitando fuerte pandeos en la sarta de completación, conexiones dañadas y posibles fugas. Manteniendo la integridad de la completación, determinando fallas en tubería y herramientas de completación (*packers*).

Principales parámetros de input TDAS:

- Presión de formación (psi)
- Temperatura de formación (°F)
- Survey
- Intervalos de las arenas involucradas

En la Figura 2.5 se consideran los principales parámetros input del software TDAS para el pozo A-211E.



**Figura 2.5** Principales parámetros input del software TDAS – pozo A-211E

Fuente: (SLB-Completions, 2019)

### 2.2.6.1 Lower String (Packer set)

Los resultados de la simulación del software TDAS para los movimientos de la sarta inferior y la configuración del packer con los diferentes input tabulados para cada caso, visualizando los diferentes movimientos a determinadas profundidades de la completación; es decir, desplazamientos hacia arriba (valores negativos, - in) y desplazamientos hacia abajo (valores positivos, + in). Ver Figura 2.6.

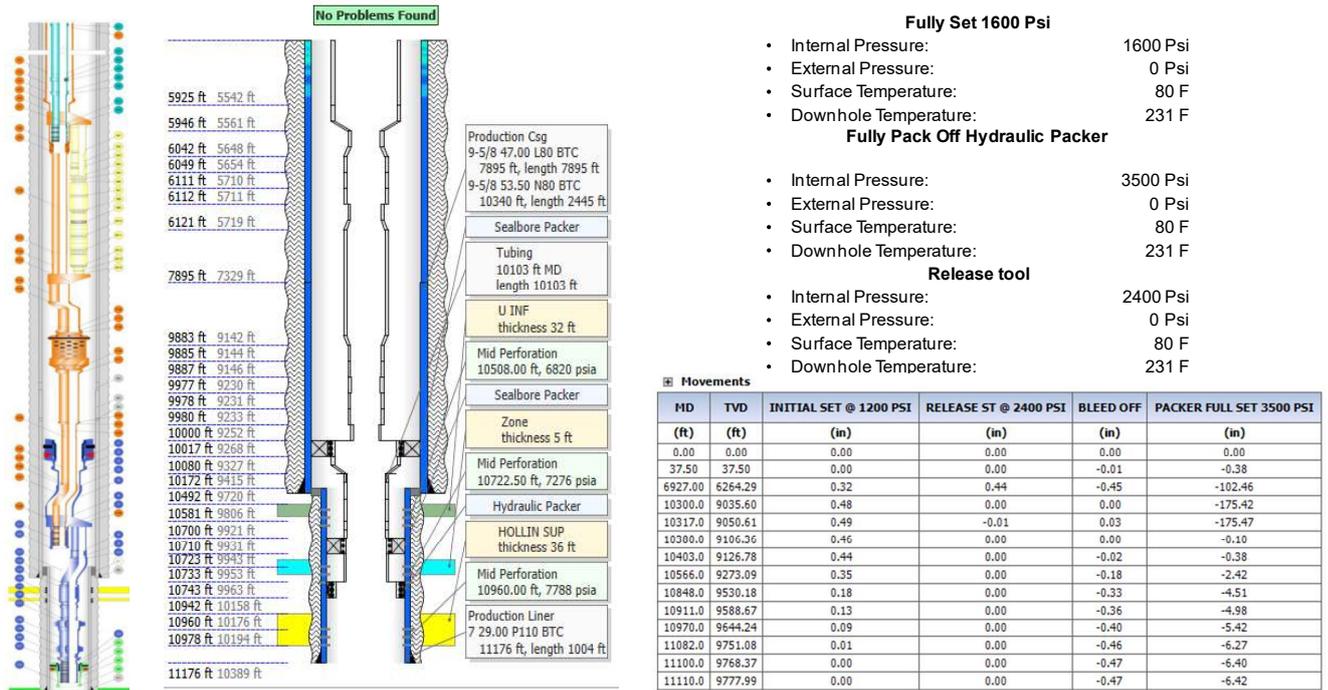


Figura 2.6 Resultados TDAS sarta inferior (lower string- packer set) – pozo A-211E

Fuente: (SLB-Completions, 2019)

En la Figura 2.7 se presentan los resultados de la sarta inferior a diferentes presiones respecto a las profundidades de las herramientas de completación.

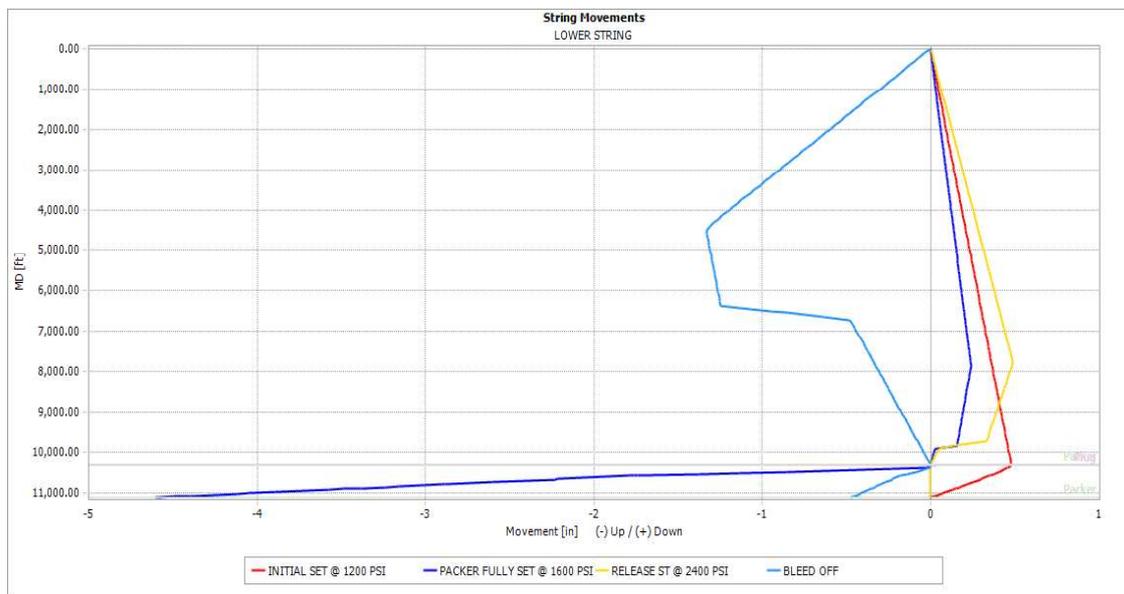
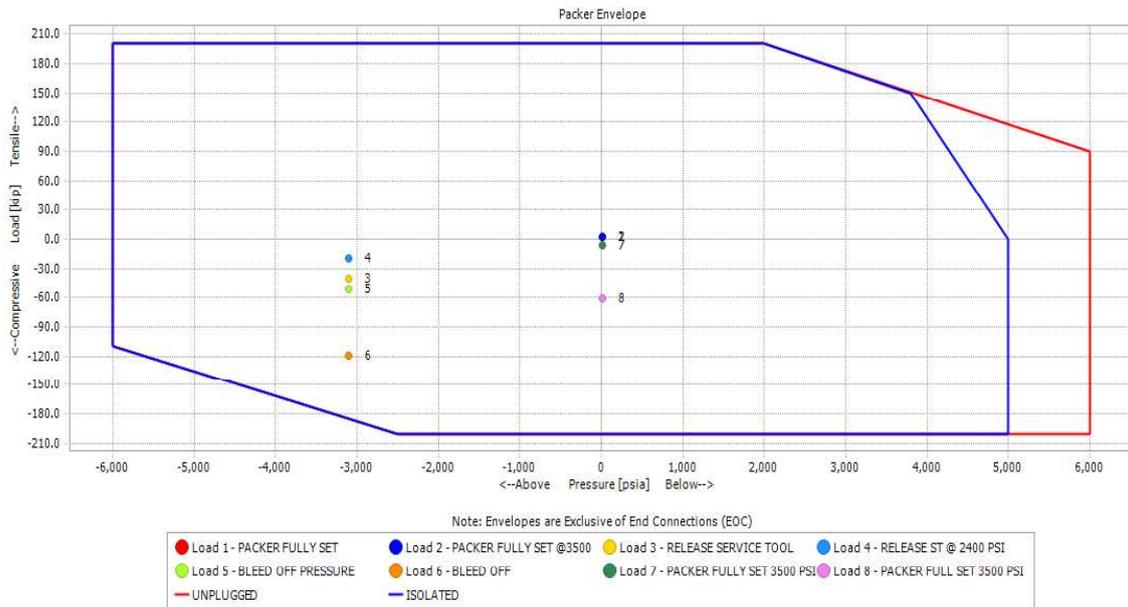


Figura 2.7 Resultados de movimientos de la sarta inferior a diferentes valores de presión

Fuente: (SLB-Completions, 2019)

## 7" x 4" Quantum packer

Los diferentes parámetros evaluados en el 7" x 4" Quantum packer expuesto a esfuerzos de compresión y tensión para la variación de presión, se verifica que los resultados de la empaadura son satisfactorios; es decir, no se encuentran fuera o en los límites de los parámetros de trabajo operacionales (ver Figura 2.8).



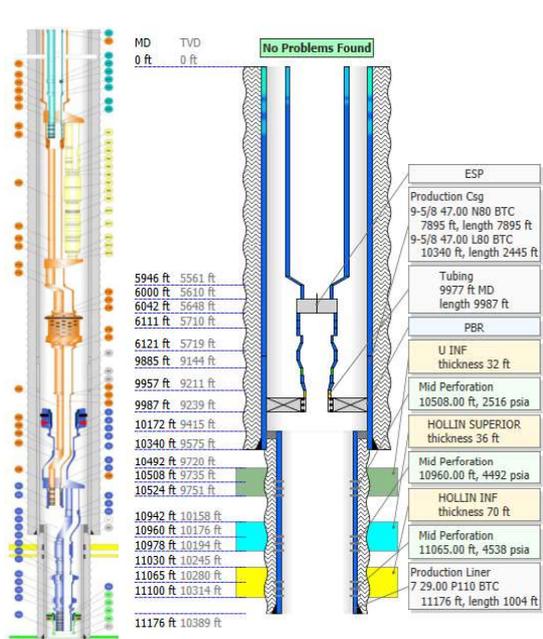
**Figura 2.8** Esquematización de parámetros operativos – 7" x 4" Quantum Packer

**Fuente:** (SLB-Completions, 2019)

### 2.2.6.2 Upper String

En el caso de la sarta superior (*Upper string*), se analiza el sistema con el equipo BES encendido a una presión interna de 2500 psi con un fluido de producción de 8.33 ppg y la estimulación por inyección de fluido de estimulación de 8.9 ppg.

Observando valores críticos de cambios de longitud a 9976.64 ft (MD): Presión areal 13.66 in, *buckling* -0.97 in, *balloon* -17,42, Temperatura 18.73 in. Consecuentemente, la sumatoria total refleja una restauración de longitud de la sarta -14.01 in (-1.17 ft) para mantener el equipo BES en esfuerzos de tensión evitando tener problemas en la funcionalidad del equipo BES, garantizando su efectividad en la producción de fluido (agua). Ver Figura 2.9.



- MAIN CASES:**
- **ESP ON**
    - Internal Pressure: 2500 Psi
    - External Pressure: 0 Psi
    - Surface Temperature: 180 F
    - Downhole Temperature: 231 F
    - Production Fluid: 8.33 ppg
  - **STIMULATION (INJECTION)**
    - Internal Pressure: 2500 Psi
    - External Pressure: 0 Psi
    - Surface Temperature: 80 F
    - Downhole Temperature: 120 F
    - Stimulation Fluid: 8.9 ppg

**LENGTH CHANGES**

Length Changes

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
9976.64	9229.71	13.66	-0.97	-17.42	18.73	0.00	0.00	-14.01	0.00	0.00 in (Hit)
9986.64	9239.14	-0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.01 in up

\* Length changes if free to move

**LOAD ON ESP DEPTH**

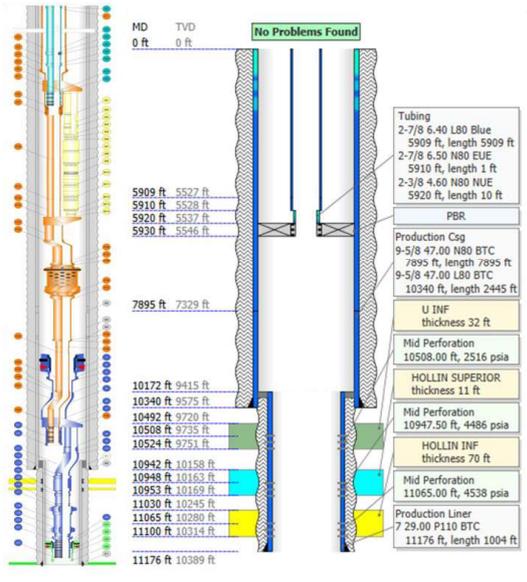
Axial Force Components

MD (ft)	TVD (ft)	Weight (kip)	Axial Adjustm (kip)	Pressure Area (kip)	Buckling (kip)	Balloon (kip)	Temperature (kip)	Friction (kip)	Point Load (kip)
0.00	0.00	149.3	0.0	-18.2	0.0	0.0	0.0	0.0b	0.0
-400.00	399.98	141.3	0.0	-18.2	0.0	0.0	0.0	0.0a	0.0
5946.00	5560.85	38.0	0.0	-18.2	0.0	0.0	0.0	0.0a	0.0
6000.00	5609.82	37.6	0.0	-10.1	0.0	0.0	0.0	0.0a	0.0
6020.50	5628.40	35.4	0.0	-10.1	0.0	0.0	0.0	0.0a	0.0

**Figura 2.9** Resultados TDAS sarta superior (*Upper string*) – pozo A-211E  
**Fuente:** (SLB-Completions, 2019)

**2.2.6.3 Inner String**

En la sarta de inyección (*Inner string*) se realiza el análisis del sistema con el equipo BES encendido, con una presión interna de 2500 psi (inyección) con fluido de estimulación de 8.9 ppg y una presión externa de 2500 psi (producción) con un fluido en el anular de 8.33 ppg.



- MAIN CASES:**
- **ESP ON**
    - Internal Pressure: 2500 Psi
    - External Pressure: 2500 Psi
    - Surface Temperature: 180 F
    - Downhole Temperature: 231 F
    - Production Fluid: 8.33 ppg
  - **STIMULATION (INJECTION)**
    - Internal Pressure: 2500 Psi
    - External Pressure: 0 Psi
    - Surface Temperature: 80 F
    - Downhole Temperature: 120 F
    - Stimulation Fluid: 8.9 ppg

**Movements**

MD (ft)	TVD (ft)	ESP ON (in)	STIMULATION (in)
0.00	0.00	0.00	0.00
5909.00	5527.29	0.02	-10.68
5910.00	5528.20	0.02	-10.68
5915.00	5532.74	0.00	-10.70
5920.00	5537.27	0.00	-10.73
5930.00	5546.34	0.01	-10.78

**Figura 10.10** Resultados TDAS sarta de inyección (*Inner string*) – pozo A-211E  
**Fuente:** (SLB-Completions, 2019)

Obteniendo un movimiento total de la sarta de inyección de -10,78 in (-0.89 ft); es decir, levantar la sarta posicionando 10.78 in hacia arriba, para evitar esfuerzos de compresión en el equipo BES. Ver Figura 2.10.

## 2.2.7 SPAN ROCK - Arena Hollín Inferior pozo A-211E

SPAN ROCK es un software para analizar los perforados de la arena de interés determinando la predicción de penetración de la formación en este estudio, para la producción de agua de la arena Hollín Inferior en el intervalo a ser disparado: 11,030' - 11,100' (70 ft).

En la Tabla 2.5 se detalla los parámetros para el Software SPAN ROCK de formación Hollín inferior.

**Tabla 2.5** Parámetros SPAN ROCK de Formación y Completación del pozo A-211E

Formación	Completación
<i>kh: 300.00 mD</i>	<i>Well Deviation: 9°</i>
<i>kh/kv: 10.00</i>	<i>Formation Thickness (TVD): 69.2 ft</i>
<i>Bulk Density: 2.34 g/cm3</i>	<i>Wellbore Length: 70.0 ft</i>
<i>Rock UCS: 10000 psi</i>	<i>Drainage Area: 12.12 acre</i>
<i>Vertical Stress: 10279 psi</i>	<i>Dietz Shape Factor: 31.62</i>
<i>Pore Pressure: 4450 psi</i>	
<i>kd/k: 0.20</i>	
<i>Well Damage: 10 in</i>	

**Fuente:** (Rivera, 2019)

Los diferentes sistemas de cañoneo a ser evaluados en la arena Hollín inferior son:

1. *WL PURE, PowerJet Nova 4505 @ 5SPF*
2. *WL PURE, PowerJet Omega 4505 @ 5SPF*
3. *WL Convencional, PowerJet Nova 4505 @ 5SPF*
4. *WL Convencional, PowerJet Omega 4505 @ 5SPF*

En la Tabla 2.6 se detallan los parámetros de Rock- Based model sistema de cañoneo

**Tabla 2.6** Rock- Based model sistema de cañoneo

GUN #	API Penetration (in)	Total Penetration average(in)	Formation Penetration Average (in)
1	57.4	19.72	18.56
2	65.2	16.24	15.09
3	57.4	19.72	18.56
4	65.2	16.24	15.09

**Fuente:** (Rivera, 2019)

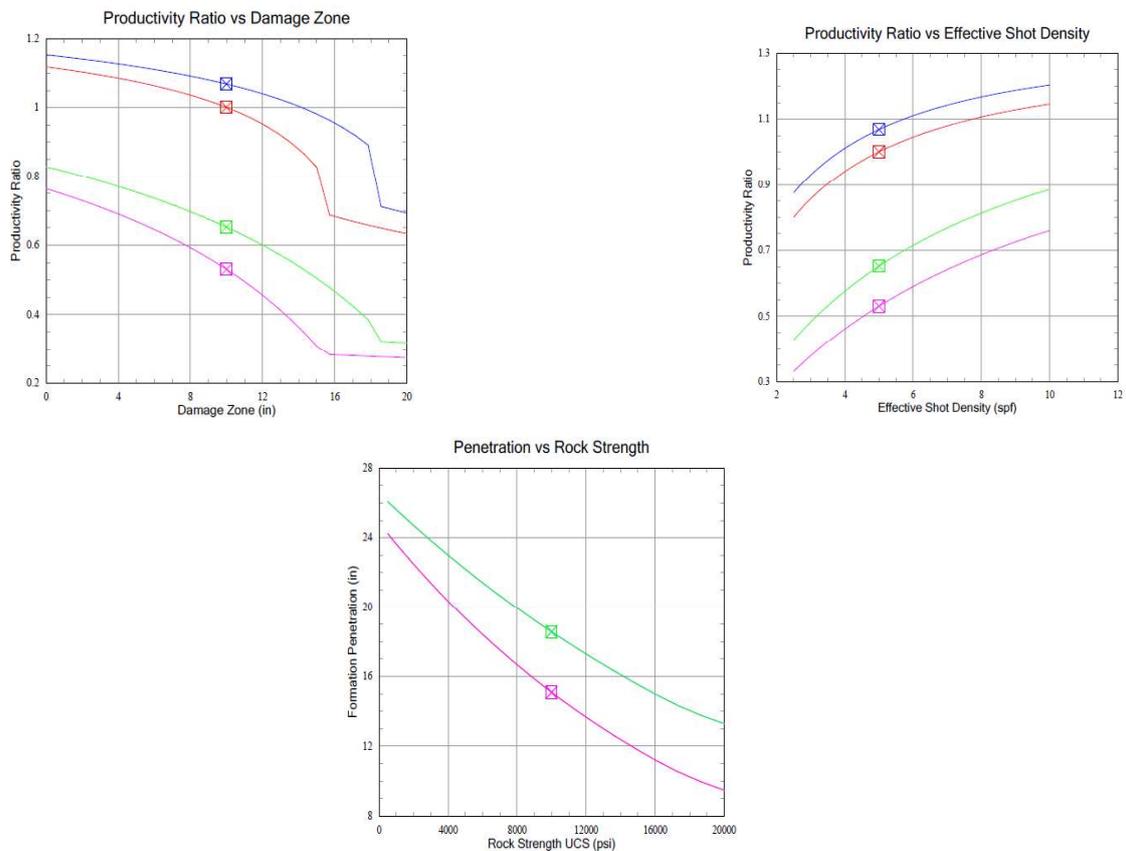
Con una  $P_{wf} = 4000$  psi, se determina un sistema de perforados según la Tabla 2.7.

**Tabla 2.7** Sistema de perforados para una presión estable de fondo fluuyente de 4000 psi.

Perf #	Perf Skin	Productivity Ratio
1	-0.40	1.07
2	0.00	1.00
3	3.37	0.65
4	5.58	0.53

**Fuente:** (Rivera, 2019)

En la Figura 2.11 se presenta el análisis de los resultados de los sistemas de cañoneo obtenidos por Rivera (2019).



**Figura 2.11** Análisis de resultados de los sistemas de cañoneos

**Fuente:** (Rivera, 2019)

En consecuencia a los análisis de resultados *SPAN ROCK* se determina la aplicación de sistema de cañoneo convencional *PowerJet Nova*, debido a su mayor alcance de penetración de la formación (19.72 in) y una relación de productividad de 0.65 (Productividad media) respecto a los parámetros del pozo A-211E y a los 5 *shots per foot* (SPF) en una zona de daño de 10 in en la arena Hollín Inferior.

## 2.2.8 Programa propuesto para ejecución

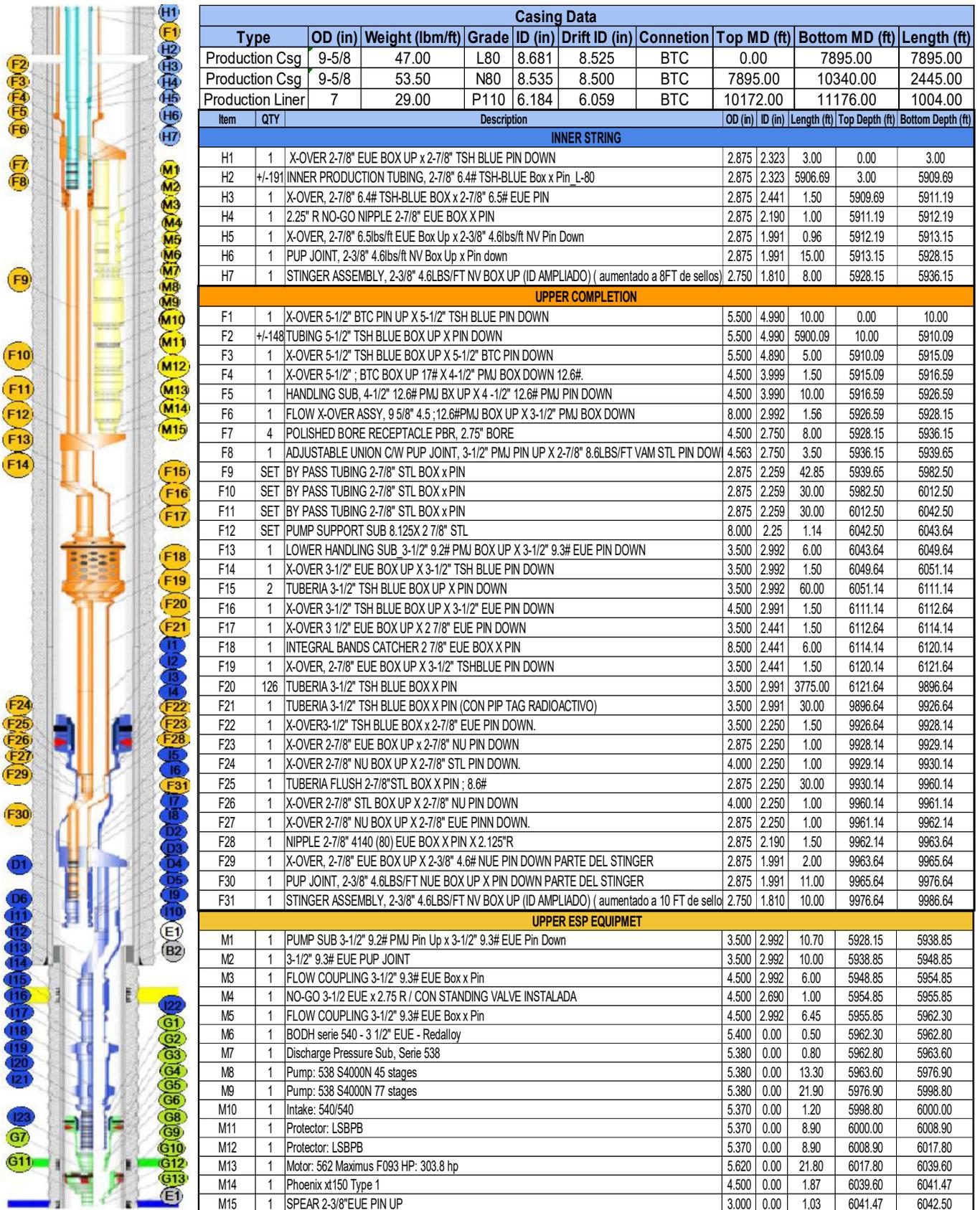
La Figura 2.12 detalla el programa de reacondicionamiento para la implementación de la tecnología Dump flooding al pozo A-211E presentado por Tayo (2019).



Figura 2.12 Programa propuesto para ejecución de *Dump flooding* – pozo A-211E

## 2.2.9 Estado mecánico propuesto A-211E

En la Figura 2.13 se presenta el diseño y el diagrama mecánico final de la tecnología Dump flooding, según Grijalva, Huaca, Tates (2019).



PRIMERA SECCIÓN DE COMPLETACION								
I1	1	QUANTUM PACKER 9-5/8" X6 ( 47-53.5#)	8.300	6.000	6.00	9907.51	9913.51	
I2	1	SEAL BORE EXTENSION 7" STUB ACME PIN X PIN	8.000	6.000	10.00	9913.51	9923.51	
I3	1	TAIL PIPE ADAPTER 7" STUB ACME BOX X 5-1/2" BTC PIN DOWN	8.000	4.900	1.50	9923.51	9925.01	
I4	1	TUBING, 5-1/2" 17# BTC BOX X PIN BTC	5.500	4.900	40.00	9925.01	9965.01	
I5	1	X-OVER, 5-1/2" 17# BTC BOX X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN (PARTE DE FLOW X-OVER)	5.500	3.990	1.56	9965.01	9966.57	
I6	1	HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ PIN UP X 4 -1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN	4.500	3.990	10.07	9966.57	9976.64	
I7	1	FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,	8.000	2.992	1.56	9976.64	9978.20	
I8	1	3-1/2" 9.2# PMJ PIN UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN PUMP SUB	3.500	2.992	11.80	9978.20	9990.00	
I9	1	BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L80	4.500	2.992	20.00	9990.00	10010.00	
I10	1	X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 3-1/2 9.20 TSH	4.500	2.992	1.50	10010.00	10011.50	
I11	15	TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN	3.500	2.990	457.00	10011.50	10468.50	
I12	1	X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN	3.760	2.992	1.50	10468.50	10470.00	
I13	4	BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L80	4.500	2.992	80.00	10470.00	10550.00	
I14	1	X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3 1/2" TSH BLUE PIN DOWN	3.760	2.992	1.50	10550.00	10551.50	
I15	3	TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN	3.500	2.990	129.00	10551.50	10680.50	
I16	1	X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN	3.760	2.992	1.50	10680.50	10682.00	
I17	1	INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 5.90" OD	5.90	2.992	1.25	10682.00	10683.25	
I18	1	PUP JOINT 3-1/2";9.3# EUE BOX UP X PIN DOWN	3.500	2.992	12.00	10683.25	10695.25	
I19	1	INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 5.90" OD	5.900	2.992	1.25	10695.25	10696.50	
I20	1	NIPPLE 3-1/2"EUE X2.75"R	4.500	2.750	1.00	10696.50	10697.50	
I21	1	DOUBLE PREMIUM LOCATOR SEAL ASSEMBLY, 3 1/2" EUE BOX X3.625 SA PIN	5.108	2.990	0.50	10697.50	10698.00	
I22	9	PREMIUM SEAL UNITS, 3.625 SA BOX UP X PIN DOWN	4.001	2.991	13.00	10698.00	10711.00	
I23	1	SEALF ALIGNING GUIDE SHOE 3.625 SA BOX UP	3.920	2.991	1.00	10711.00	10712.00	
LOWER FLOW X-OVER								
I7	1	FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,	8.000	2.992	1.56	9976.64	9978.20	
D1	1	PBR 3.625"STUB ACME X 2.75"ID	4.563	2.750	10.00	9978.20	9988.20	
D2	1	ADJUSTABLE UNION C/W PUP JOINT, 3-1/2" PMJ PIN UP X 2-7/8" 8.6LBS/FT VAM STL PIN DOWN	3.000	2.210	2.70	9988.20	9990.90	
D3	1	2-7/8" 8.6LBS/FT STL BY-PASS TUBING	2.875	2.190	10.00	9990.90	10000.90	
D4	1	X-OVER 2-7/8" STL BOX UP X 2-7/8 NU PIN	2.875	2.190	1.50	10000.90	10002.40	
D5	1	X-OVER 2-7/8" NU BOX X 2-7/8" EUE PIN	2.875	2.190	1.50	10002.40	10003.90	
D6	1	2-7/8" EUE BOX X PIN WIRELINE ENTRY GUIDE, HALF MULE SHOE	2.875	2.210	0.50	10003.90	10004.40	
LOWER COMPLETION (7" x 4.00 QUANTUM SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER) & BLUE PACK HYDRAULIC								
G1	1	7"X4.00" QUANTUM MAX SEAL BORE RETRIEVABLE PAKER	5.994	4.000	5.50	10700.00	10705.50	
G2	1	SEAL BORE COUPLING, 4.750-8 SA BOX UP X BOX DOWN	5.500	4.000	1.00	10705.50	10706.50	
G3	1	SEAL BORE EXTENSION, 4" ID BORE, 4.750-8 SA PIN UP X PIN DOWN	5.500	4.000	10.00	10706.50	10716.50	
G4	1	TAIL PIPE ADAPTER 4.750-8 SA STUB ACME BOX X 3-1/2" EUE PIN DOWN	5.500	2.992	1.50	10716.50	10718.00	
G5	1	X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 3-1/2 9.20 TSH	4.500	2.992	1.50	10718.00	10719.50	
G6	9	TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN	3.500	2.992	268.00	10719.50	10987.50	
G7	1	X-OVER 3-1/2 9.20 TSH BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN	3.760	2.992	1.50	10987.50	10989.00	
G8	1	7" X 3-1/2" (23-29)# BLUE PACK HYDRAULIC PACKER	5.900	2.992	7.00	10989.00	10996.00	
G9	1	X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 3-1/2 9.20 TSH	4.500	2.992	1.50	10996.00	10997.50	
G10	1	TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN	3.500	2.992	30.00	10997.50	11027.50	
G11	1	X-OVER 3-1/2 9.20 TSH BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN	3.760	2.992	1.50	11027.50	11029.00	
G12	1	2.81" PROFILE F NOGO NIPPLE 3-1/2" EUE BOX X PIN	3.500	2.810	1.50	11029.00	11030.50	
G13	1	3-1/2" EUE BOX UP MULE SHOE	3.500	2.992	1.00	11030.50	11031.50	

**Figura 2.13** Diagrama Dump flooding + Scab Liner

**Fuente:** (Grijalva et al., 2019)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

## 2.2.10 Programa de monitoreo y seguimiento

El programa de monitoreo y seguimiento de parámetros operativos es fundamental en toda la trayectoria del proyecto, es parte de la operación diaria lo correspondiente a la medición, registro y seguimiento permanente del proyecto de inyección de agua.

Se monitorearán y analizarán los siguientes parámetros:

- Presión de inyección en boca de pozo (psi)
- Caudal de inyección (BAPD)
- Volumen de agua inyectado acumulado (Mbbl)
- Calidad de agua de inyección (análisis físico-químico incluyendo dureza total, cloruros y ppm de sólidos)
- Mapa de saturación
- Mapa isobárico
- Verificación de integridad de la instalación selectiva de inyección
- *Fill up* y movilidad del banco de agua, arena receptora U inferior
- Registros de temperatura
- Gráficos de Chan para diagnosticar canalizaciones de agua o conificaciones
- Seguimiento de análisis de agua pre y post irrupción
- Gráficos de log WOR vs  $N_p$  para pronósticos
- Gráficos de eficiencia volumétrica vs  $N_p$
- Seguimiento y ajuste con modelo matemático
- Mantenimiento rutinario de pozo

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIONES

#### 3.1 Análisis técnico

Para llevar a cabo la viabilidad técnica del proyecto (Dump flooding), se enfatizará en conjunto el proyecto piloto de inyección de agua en el Campo “X”, ingeniería de reservorios, diseño de la completación presentada en los capítulos anteriores. Una vez seleccionado y justificado técnicamente el pozo candidato **A-211E** en el Campo X por su particularidad de la inyección de agua periférica, para la ejecución del trabajo de reacondicionamiento del pozo como alternativa innovadora en un proyecto de recuperación secundaria.

##### 3.1.1 Evaluación petrofísica – Pozo A-211E

La evaluación petrofísica correspondiente al pozo A-211E, utilizando los datos obtenidos de los registros eléctricos corridos durante la perforación del pozo, las pistas del registro eléctrico (ver Figura 3.1) son:

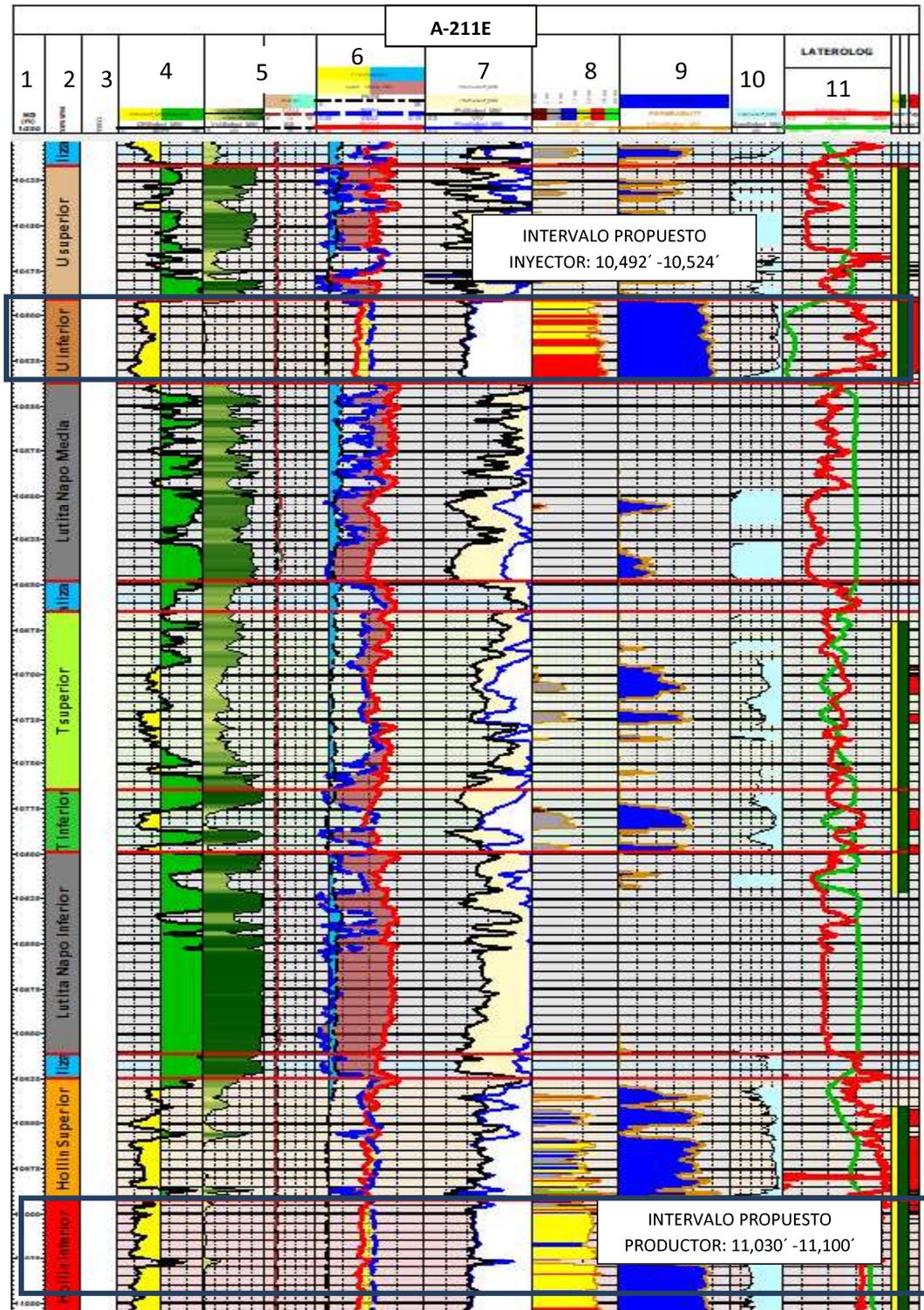
1. Profundidad medida,
2. Topes formacionales
3. Intervalo disparado
4. Perfil de Rayos Gamma
5. Volumen de arcilla
6. Densidad/Neutrón
7. Porosidades
8. Tipo de Roca R35
9. Permeabilidad
10. Saturación de agua
11. Resistividad-SP

En Tabla 3.1 se detalla las configuraciones de tipo de roca (R35) de acuerdo a la permeabilidad y porosidad presentada por Shaya Ecuador (2019).

**Tabla 3.1** Tipo de Roca R35

Rock types			
Type	K (mD)	PHIT (%)	R35
0	2000 <K<=5000	>20	35<R35<=60
1	700 <K<=2000	>17	20<R35<=35
2a	300 <K<=700	>15	12<R35<=20
2b	100 <K<=300	>12	8<R35<=12
3	10 <K<=100	>5	2<R35<=8
4	0.01 <K<=10	>1	<2

En la Figura 3.1 se presenta los registros eléctricos correspondientes al pozo A-211E siendo las arenas de interés U inferior (receptora de agua) y hollín inferior (productora de agua) para el proyecto de recuperación secundaria



**Figura 3.1** Evaluación Petrofísica A-211E

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

En la Figura 3.1 se analiza la petrofísica de la arena U inferior intervalo (10,492' - 10,524') presentando una arena limpia (bajos rayos Gamma), un volumen de arcilla del 3%, una porosidad del 18%, saturación de agua baja de 10% y una muy buena permeabilidad de 775 mD aproximadamente.

Por otro lado, la arena hollín inferior intervalo (11,030' - 11,100') presenta una arena con un volumen de arcilla de 8%, una porosidad del 15%, saturación de agua de 52% y una buena permeabilidad de 580 mD aproximadamente.

La Tabla 3.2 presenta los resultados de la evaluación petrofísica del pozo A-211E obtenidos durante la perforación del pozo en septiembre 2018.

**Tabla 3.2** Resultados de la evaluación petrofísica pozo A-211E

YACIMIENTO	TOPE MD (PIES)	BASE MD (PIES)	GROSS (PIES)	Ho (PIES)	POR (%)	Sw (%)	Vsh (%)
U SUPERIOR	10417	10492	75	2	16	18	13
U INFERIOR	10492	10537	45	40	18	12	3
T SUPERIOR	10665	10763	98	18	11	34	26
T INFERIOR	10763	10799	36	16	13	19	11
HOLLIN SUPERIOR	10925	10991	66	42	13	18	7
HOLLIN INFERIOR	10991	11002	-	11	15	52	8

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

En la Figura 3.2 se observa la correlación estructural en la arena U inferior del pozo inyector A-211E, con los pozos productores asociados al proyecto de recuperación secundaria que son:

- A-38
- A-82
- A-97



En la Tabla 3.3 se detallan los resultados petrofísicos de la arena U inferior y hollín inferior.

**Tabla 3.3** A-211E- Resultados petrofísicos

YACIMIENTO	TOPE MD (PIES)	BASE MD (PIES)	Ho (PIES)	POR (%)	Vsh (%)
U INFERIOR	10492	10537	45	18	3
HOLLIN INFERIOR	11030	11100	70	15	8

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

En la Tabla 3.4 se detalla los topes formacionales de los yacimientos en el pozo A-211E.

**Tabla 3.4** A-211E- Topes Formacionales

A-211E			
YACIMIENTO	MD	TVD	TVDSS
NAPO	9740	9009	-8086
CALIZA M 1	9925	9181	-8258
CALIZA M 2	10116	9362	-8439
CALIZA A	10228	9468	-8545
U SUPERIOR	10416	9647	-8724
U INFERIOR	10492	9720	-8797
BASE U INFERIOR	10537	9764	-8841
CALIZA B	10648	9871	-8948
T SUPERIOR	10666	9889	-8966
T INFERIOR	10764	9984	-9061
BASE T INFERIOR	10800	10019	-9096
CALIZA C	10912	10128	-9205
HOLLIN SUPERIOR	10930	10146	-9223
HOLLIN INFERIOR	10991	10206	-9283

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

## 2.2.11 Estado de cementación

Respecto a la integridad mecánica el pozo fue perforado en 2018 y se encuentra sin problemas mecánicos adicional los intervalos de U Inferior & Hollín Inferior, muestran una uniforme distribución del cemento en el espacio anular, por arriba y por debajo de la zona de interés.

En la Figura 3.4, se presentan las condiciones de cemento en las zonas a inyectar por encima y por debajo de la misma.

### 2.2.11.1 Detalle de Zona de Inyección de Agua (Napo U Inferior)

Cemento con buen aislamiento por encima de la zona a inyectar en el intervalo de U Inferior.

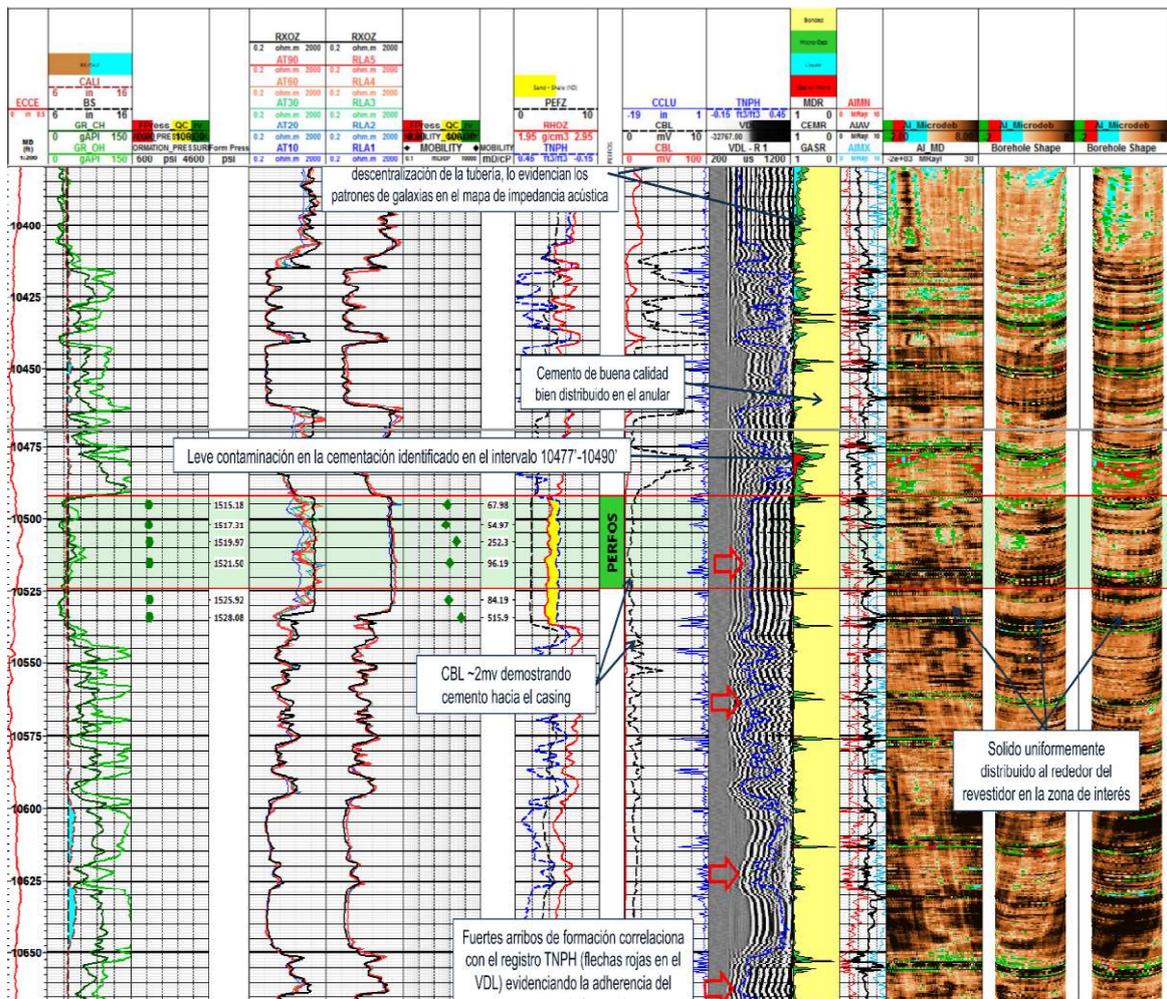


Figura 3.4 Registro cemento – U Inferior

Fuente: (Shaya Ecuador, 2019)

Bajas amplitudes de CBL (~2mV) demostrando buena adherencia cemento-casing.

Se observan arribos compresionales de formación en el VDL por presencia de cemento hacia la formación.

Mapa de impedancia acústica indica buena calidad de cemento al frente y debajo de la zona.

### 2.2.11.2 Detalle de Zona de Inyección de Agua (Hollín Inferior)

Cemento con buen aislamiento por encima de la zona a producir en el intervalo de Hollín inferior (ver Figura 3.5).

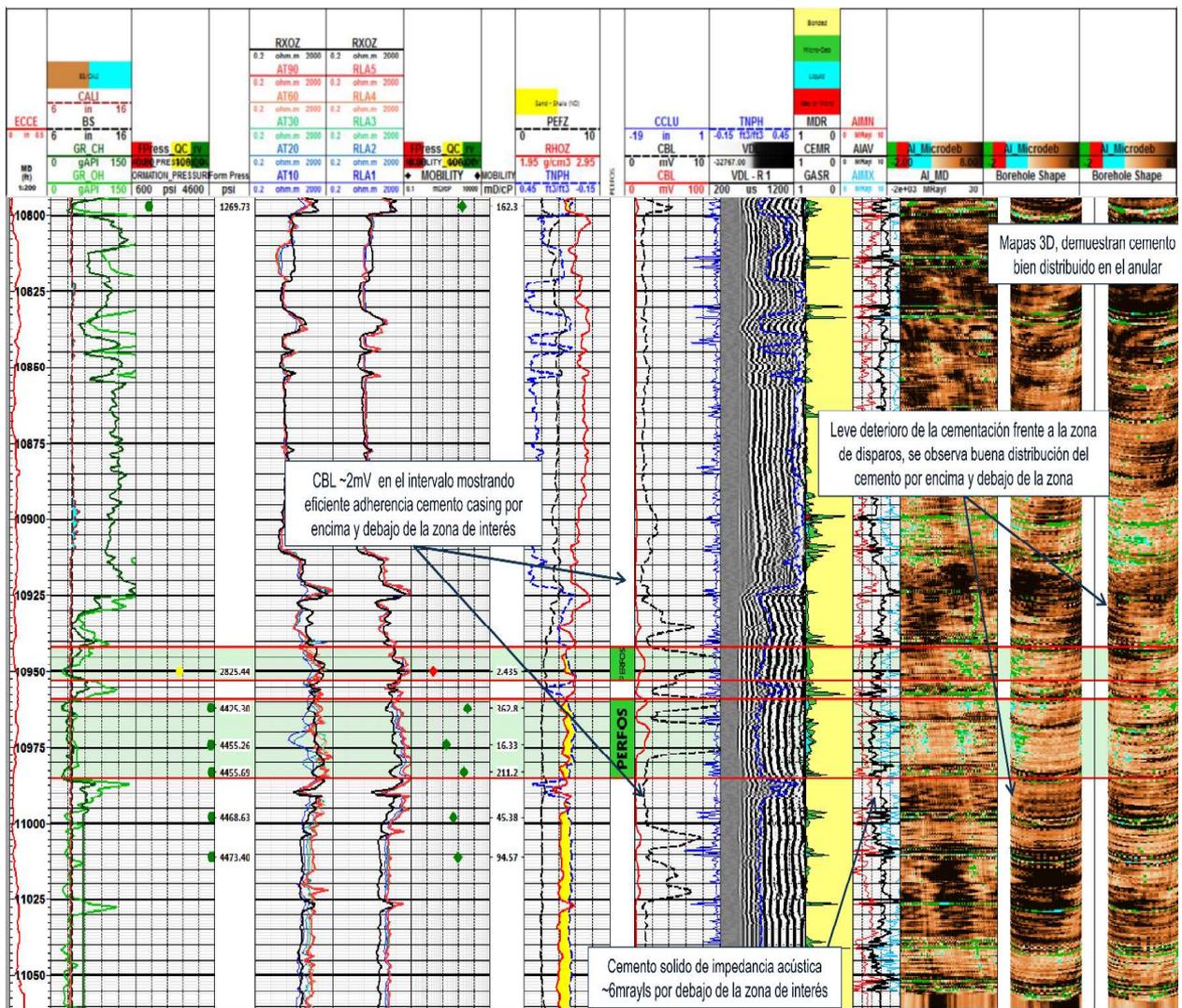


Figura 3.5 Registro cemento – Hollín inferior

Fuente: (Shaya Ecuador, 2019)

Bajas amplitudes de CBL (~2mV) demostrando buena adherencia cemento-casing.

Se observan arribos compresionales de formación en el VDL por presencia de cemento hacia la formación.

Mapa de impedancia acústica indica buena calidad de cemento al frente y debajo de la zona.

### **2.2.12 Consideraciones para convertir al pozo A-211E a productor de agua del piloto de recuperación secundaria**

Se recomienda la conversión del pozo A-211E de productor de petróleo en la arenisca U inferior a productor de agua de la arenisca Hollín inferior bajo las siguientes consideraciones:

Las buenas propiedades petrofísicas en Hollín inferior y la capacidad de producción permitirán un estable abastecimiento de agua para el proyecto piloto de inyección de agua en la arenisca U inferior en el corto plazo.

El pozo producirá agua de la arenisca Hollín inferior para el proyecto de inyección y será completado con un sistema de levantamiento artificial BES.

Existe compatibilidad entre el agua de producción de la formación Hollín inferior y el agua de la formación receptora Napo U inferior.

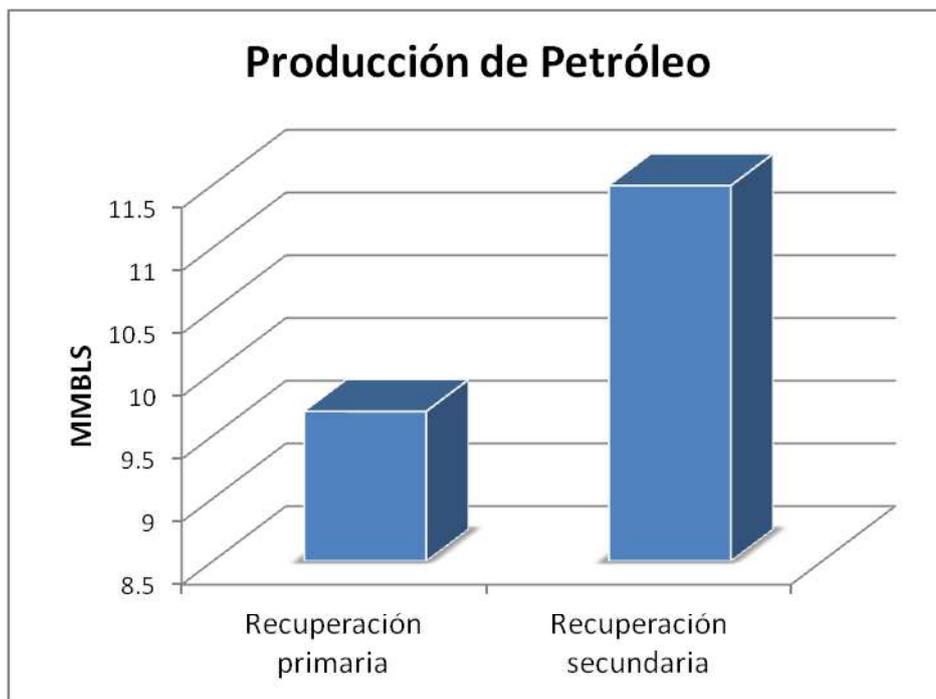
El agua producida en el pozo A-211E será bombeada por una bomba electrosumergible (BES) hasta la superficie, usando la energía proporcionada por la BES se inyectará el agua en el mismo pozo A-211E (*Dump Flooding*). La BES tiene un diseño que permite fácilmente subir la presión en superficie hasta 1000-2000 psi.

El pozo A-211E se encuentra ubicado a 2 km de distancia de la estación de producción del Campo, esta planta no cuenta con un sistema de tratamiento para acondicionar el agua de producción para destinarla a un proyecto de recuperación secundaria; por lo tanto, el uso del agua de la arenisca Hollín inferior del mismo pozo será para suministrar el agua requerida por el proyecto.

### **3.1.2 Producción de petróleo mediante la tecnología *Dump flooding***

Los pozos productores de hidrocarburos en la arenisca U inferior que se encuentran involucrados en la inyección de agua periférica en la zona central del Campo "X" mediante la ejecución del pozo A-211E (*Dump flooding*) son: A-74D, A-97E y A-018.

Por medio del cálculo volumétrico con el modelo de simulación numérica del POES estimado de 75 MMBls para la zona de inyección en la zona central del Campo X para la arenisca U inferior se determinó 9.693 MMBls por Recuperación Primaria y 11.49 MMBls por Recuperación Secundaria; es decir, un volumen de petróleo incremental del 1.8 MMBls implementando la tecnología *Dump flooding* (Figura 3.6).



**Figura 3.6** Producción de hidrocarburos por Recuperación Primaria vs Recuperación Secundaria

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

### 3.1.3 Tiempo operacional planeado para el trabajo de reacondicionamiento del pozo A-211E

Se planifica la ejecución del trabajo de reacondicionamiento (*Workover*) en el pozo A-211E en un tiempo limpio operacional alrededor de 27 días. Detallado en Tabla 3.5.

**Tabla 3.5** Tiempo planificado para el trabajo de reacondicionamiento en el pozo A-211E

#	Operación	Plan Hrs	Plan Días	Acum. Días
1	RIG MOVE. RIG UP.	48.00	2.00	2.00
2	PESCAR JET PUMP. DESFOGAR / MONITOREAR / CONTROLAR POZO.	18.00	0.75	2.75
3	QUITAR SECCION "C". ARMAR Y PROBAR BOP.	10.00	0.42	3.17

Continuación **Tabla 3.5**

4	POOH TBG 3 1/2" EUE (1X1). DESARMAR BHA.	30.00	1.25	4.42
5	VIAJE DE MOLIENDA Y PROFUNDIZACION HASTA 11,160'.	96.00	4.00	8.42
6	VIAJE DE CALIBRACION. LIMPIEZA DE TUBERIA.	60.00	2.50	10.92
7	DISPARO DE "HI" CON WL	28.00	1.17	12.08
8	RIH BHA DE PRUEBA. SRT EN "UI". ESTIIMULACION EN "UI". POOH BHA.	70.00	2.92	15.00
9	RIH SCAB LINER (QUANTUM 7")/DUMPFLOODING. VIAJE DE PRUEBA CON PKR. MECANICO.	80.00	3.33	18.33
10	RIH TAIL PIPE STRING (QUANTUM 9 5/8") / DUMPFLOODING. POOH DP (1X1)	46.00	1.92	20.25
11	RIH UPPER STRING (FLOWX-OVER + Y TOOL + BES SN4000) / DUMPFLOOING CON 5 1/2" TSH B (1X1).	74.00	3.08	23.33
12	QUITAR BOP. ARMAR DUAL SPOOL (SECCION "C"). ARMAR BOP.	12.00	0.50	23.83
13	RIH INNER STRING / DUMPFLOODING CON 2 7/8" TSH B (1X1).	30.00	1.25	25.08
14	ASENTAR TBG HANGER DE 11"x 2 7/8" EN SECCION C (DUAL SPOOL) DEL CABEZAL. RETIRAR BOP. INSTALAR SECCION D (CHRISTMAS TREE) Y PROBAR.	8.00	0.33	25.42
15	REALIZAR INSTALACIONES DE SUPERFICIE. BAYONETA. ALINEACION DE FACILIDADES.	12.00	0.50	25.92
16	PRUEBA DEL EQUIPO BES. BAJAR TORRE Y RETIRAR SUB ESTRUCTURA.	6.00	0.25	26.17
17	PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO BES S4000N. PRUEBA DE INYECCION A LA ARENA U INFERIOR.	20.00	0.83	27.00
		<b>TOTAL</b>		<b>27.00</b>

**Fuente:** (Tayo, 2019)

**Modificador por:** Gamboa, 2019

### 3.2 Análisis económico

Se evaluó la viabilidad económica del proyecto asociado a la configuración de la tecnología Dump flooding analizando el valor de rentabilidad del proyecto, mediante

los costos operativos y a las ganancias obtenidas por la implementación de la tecnología *Dump flooding*.

Para determinar la rentabilidad del proyecto intervienen los parámetros: inversión, ingresos, egresos, producción y recuperación de hidrocarburos, análisis de indicadores financieros:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Beneficio Costo (B/C)
- Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

### 3.2.1 Flujo neto de caja

El flujo neto de caja es la diferencia entre los ingresos y egresos en un período de tiempo, puede tener los siguientes valores:

- Negativo: No es posible recuperar la inversión
- Cero: La inversión se recuperó
- Positivo: Existe ganancias en el proyecto

### 3.2.2 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un indicador financiero en términos monetarios que representa la sumatoria de los flujos netos de caja anuales menos la inversión inicial (Calahorrano, 2017). Se lo calcula con la ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+d)^n}$$

Donde:

$I_o$ : Inversión

$F_n$ : Flujo de caja del año n

d: tasa de interés anual

n: años de duración del proyecto

También se lo determina con los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un

proyecto y descontar la inversión inicial para determinar si existe o no ganancia en el proyecto.

$$VAN = BNA - Inversión$$

El beneficio neto actualizado (BNA) consiste en el valor actual del flujo de caja o beneficio neto del proyecto.

El VAN puede tener los siguientes valores:

- VAN = 0: La inversión es igual a la ganancia
- VAN < 0: El proyecto no es rentable

### 3.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es un indicador financiero para determinar la rentabilidad de un proyecto, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo del proyecto de inversión.

El criterio general del TIR indica si es conveniente o no en realizar el proyecto; es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión (Calahorrano, 2017).

Para determinar el TIR, se busca un VAN igual a cero, para aplicar la ecuación:

$$TIR = VAN = -I_o + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} = 0$$

Donde d es la tasa de interés anual y el análisis de la TIR es:

- TIR > d: El proyecto es rentable
- TIR = d: El proyecto es irrelevante
- TIR < d: El proyecto no es rentable

### 3.2.4 Relación Costo Beneficio (B/C)

También llamado Índice de Rendimiento, es un método de evaluación de proyectos que consiste en dividir el valor presente de los ingresos para el valor presente de los egresos. Este indicador mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a futuro (Mochón & Beker, 2008).

La viabilidad del proyecto se analiza considerando:

- $B/C > 1$  El proyecto es viable
- $B/C = 1$  El proyecto es indiferente
- $B/C < 1$  El proyecto no es viable

### **3.2.5 Período de Recuperación de la Inversión (PRI)**

El Período de Recuperación de la Inversión, llamado también Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI), es uno de los métodos de evaluación que fácilmente puede obtener el favoritismo por un proyecto debido a su factibilidad de cálculo y aplicación. Este indicador mide tanto la liquidez del proyecto como el riesgo relativo, pues permite que se anticipen los eventos a corto plazo (Mochón & Beker, 2008).

El PRI es el cálculo del tiempo requerido para que la empresa recupere la inversión inicial de un proyecto, a partir de los flujos netos de caja de cada período (Mochón & Beker, 2008).

$$PRI = a + [(b - c)/d]$$

a: periodo anterior inmediato al que se recupera la Inversión

b: Inversión inicial

c: suma de flujos de efectivo anteriores al flujo con el cual ya se superó la inversión inicial (llevados al presente)

d: Flujo del periodo en que se satisface la inversión.

### **3.2.6 Resultados del análisis económico pozo A-211E**

Los parámetros que permite generar los flujos netos de caja del proyecto son los estimados caudales de producción por año que contempla la inyección de agua obtenidos de la simulación numérica realizada en el Campo X, desde el año 2019 hasta el año 2033 para evaluar el potencial del Campo bajo una estrategia de recuperación secundaria.

En la Tabla 3.6 se detalla el pronóstico de producción de petróleo por recuperación secundaria presentado en la Figura 1.10.

**Tabla 3.6** Producción de petróleo por recuperación secundaria

AÑOS	BPPD
2019	0
2020	280
2021	1390
2022	750
2023	530
2024	410
2025	320
2026	280
2027	250
2028	230
2029	210
2030	200
2031	190
2032	170
2033	150

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

Se obtiene los valores de barriles de petróleo por día (BPPD), para determinar la producción anual por el producto de la producción por 365 días. En la evaluación económica del proyecto se valida la inversión inicial de la ejecución de tecnología Dump flooding de \$ 3,897,238.12. Se determinó el precio del barril del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) de \$ 43.76 a inicio del 2019; consecuentemente, genera ingresos anuales mediante el cálculo de Producción anual \* Precio del Barril.

Los costos de operación son los gastos que influyen en la extracción de hidrocarburos de los pozos petrolíferos.

Petroamazonas EP produce actualmente alrededor de 425.000 barriles equivalentes de petróleo por día, con un costo total promedio, a marzo de este año, de USD 17,89 por barril (Petroamazonas EP, 2019).

Es decir, se obtiene los egresos anuales mediante el cálculo de Producción anual \* Costo de operación por barril.

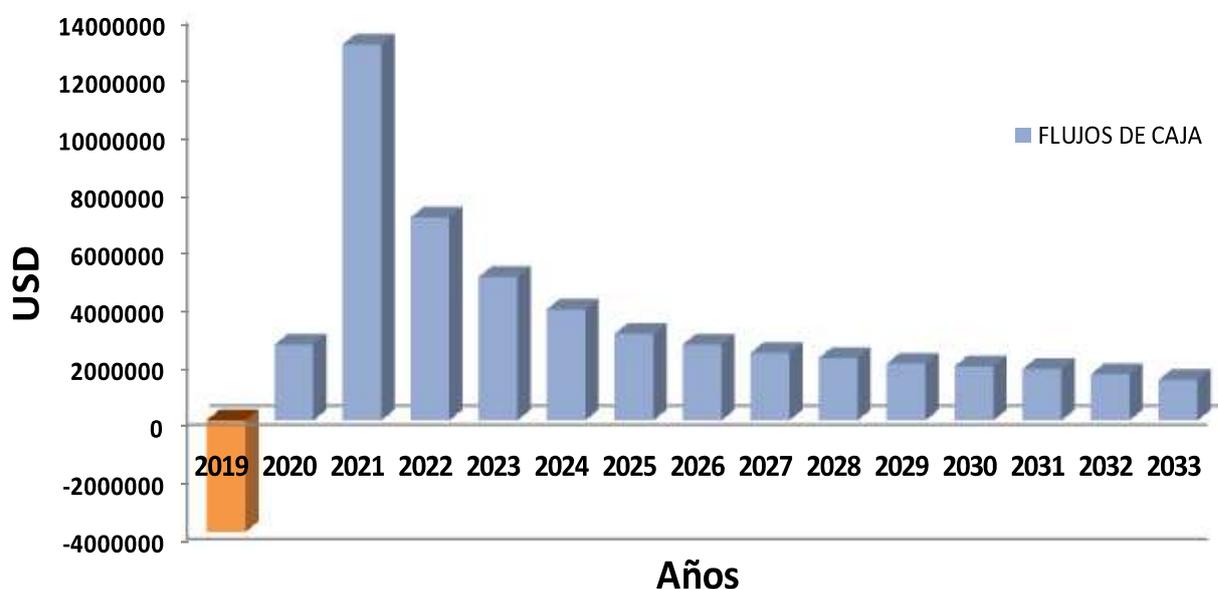
Finalmente, se obtiene los flujos netos de caja del proyecto de recuperación secundaria a través de la diferencia entre los valores correspondientes a los ingresos y los egresos (Tabla 3.7).

**Tabla 3.7** Obtención de los Flujos de Caja desde el año 2019 al 2033

		Precio del Crudo WTI:		\$ 43.76				
		Costo de operación por barril		\$ 17.90				
AÑOS	BPPD	PRODUCCIÓN ANUAL	ACUM. PETRÓLEO	INGRESOS	INVERSIÓN	EGRESOS	FLUJOS DE CAJA	
2019	0	0	0	\$ -	\$ 3,897,238.12	\$ -	\$ (3,897,238.12)	
2020	1	280	102200	\$ 4,472,272.00		\$ 1,829,380.00	\$ 2,642,892.00	
2021	2	1390	507350	\$ 22,201,636.00		\$ 9,081,565.00	\$ 13,120,071.00	
2022	3	750	273750	\$ 11,979,300.00		\$ 4,900,125.00	\$ 7,079,175.00	
2023	4	530	193450	\$ 8,465,372.00		\$ 3,462,755.00	\$ 5,002,617.00	
2024	5	410	149650	\$ 6,548,684.00		\$ 2,678,735.00	\$ 3,869,949.00	
2025	6	320	116800	\$ 5,111,168.00		\$ 2,090,720.00	\$ 3,020,448.00	
2026	7	280	102200	\$ 4,472,272.00		\$ 1,829,380.00	\$ 2,642,892.00	
2027	8	250	91250	\$ 3,993,100.00		\$ 1,633,375.00	\$ 2,359,725.00	
2028	9	230	83950	\$ 3,673,652.00		\$ 1,502,705.00	\$ 2,170,947.00	
2029	10	210	76650	\$ 3,354,204.00		\$ 1,372,035.00	\$ 1,982,169.00	
2030	11	200	73000	\$ 3,194,480.00		\$ 1,306,700.00	\$ 1,887,780.00	
2031	12	190	69350	\$ 3,034,756.00		\$ 1,241,365.00	\$ 1,793,391.00	
2032	13	170	62050	\$ 2,715,308.00		\$ 1,110,695.00	\$ 1,604,613.00	
2033	14	150	54750	\$ 2,395,860.00		\$ 980,025.00	\$ 1,415,835.00	

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

En la Figura 3.7 se detallan los flujos netos de caja desde 2019 hasta 2033.



**Figura 3.7** Flujos netos de Caja

**Elaborado por:** (Gamboa, 2019)

Para el análisis económico del proyecto se planteó una tasa de interés anual o tasa de descuento anual del 20% utilizado en los proyectos de viabilidad (Shaya Ecuador, 2019). Efectuando las correspondientes ecuaciones previamente descritas, se

determinó los resultados de los indicadores financieros aplicados a la implementación de la tecnología *Dump flooding* para un proyecto de Recuperación Secundaria (ver Tabla 3.8).

**Tabla 3.8** Resultados de indicadores financieros – Ejecución *Dump flooding*

<b>VAN</b>	\$ 19,235,108.03
<b>TIR</b>	147%
<b>B/C</b>	1.97
<b>PRI</b>	1.19 años

**Elaborado por:** Gamboa, 2019

Los resultados de los indicadores financieros para la viabilidad del proyecto *Dump flooding* son satisfactorios; reflejando un Valor Actual Neto (VAN) de 19.24 MMUSD, la Tasa Interna de Retorno con un valor de 147% y con respecto a la Relación Beneficio Costo se obtuvo un valor de 1.97.

Consecuentemente, se concluye de acuerdo al análisis económico y a los parámetros de aceptación para la factibilidad de este proyecto ( $VAN > 0$ ,  $TIR > 20\%$ ,  $B/C > 1$ ), que el proyecto es viable para su ejecución.

Adicionalmente, el Período de Recuperación de la Inversión (PRI) se valora en 1.19 años; es decir, alrededor de 1 año, 2 meses y 8 días.

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- Se ha planificado expandir el proyecto de recuperación secundaria con inyección de agua al reservorio “U inferior” del Campo “X” debido a la evidente caída de presión registrada alrededor de 1300 a 1500 psia; por lo que se requiere, convertir al pozo A-211E de productor a pozo de doble función (*Dump flooding*).
- La tecnología *Dump flooding* permite optimizar las facilidades de superficie, siendo la mejor opción en proyectos de recuperación secundaria en áreas limitadas; es decir, en un mismo pozo contar con la arena fuente de agua y con la arena receptora de agua.
- El pozo seleccionado A-211E se encuentra ubicado en un área estratégica; es decir, posición estructural (inyección periférica), estado mecánico, propiedades petrofísicas para la implementación del proyecto piloto de recuperación secundaria para el incremento de producción de hidrocarburos de 1.8 millones de barriles de petróleo provenientes de los pozos productores asociados A-74D, A-97E y A-018.
- Se obtuvo resultados satisfactorios en el análisis nodal (*PipeSim*) garantizando la efectividad del diseño de la completación *Dump flooding*. Considerando un equipo BES de amplio rango, la arena productora de agua (hollín inferior) podrá aportar un caudal de inyección de 3,000 a 4,000 BAPD con la completación que se bajará en el pozo y las necesidades de inyección de agua requeridas en el proyecto *Dump flooding*.
- El agua de las arenisca Hollín inferior y U inferior son compatibles por lo cual no se generarán problemas de decantación de sólidos y formación de emulsiones durante el proceso de inyección de agua en el pozo A-211E.
- La configuración *Dump flooding* reduce el impacto ambiental, debido a que el agua producida de la arena hollín inferior será inyectada directamente hacia la arena Ui en un circuito cerrado evitando fugas superficiales al medio ambiente.

- Los resultados del análisis económico determinó la viabilidad de la ejecución del proyecto, reflejando valores satisfactorios en los indicadores financieros VAN, TIR, B/C y PRI. Obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) de 19.24 MMUSD, Tasa Interna de Retorno con un valor de 147% y con respecto a la Relación Beneficio Costo se obtuvo un valor de 1.97 y el Período de Recuperación de la Inversión (PRI) a corto plazo de 1.19 años; es decir, alrededor de 1 año, 2 meses y 8 días.

## 4.2 Recomendaciones

- ✓ Implementar la tecnología *Dump flooding* en futuros proyectos de recuperación secundaria, en Campos petroleros del Ecuador que se encuentran actualmente depletados; *Dump flooding* es una solución técnica económica para la inyección de agua, garantizando el desarrollo y sostenibilidad de la producción hidrocarburífera del país.
- ✓ Garantizar que la arena receptora de agua (U inferior) tenga una excelente inyectividad antes de bajar la completación definitiva del pozo, para lo cual se requiere implementar una prueba multirata verificando la recepción de agua en la arena receptora Ui; adicionalmente, realizar un trabajo de estimulación matricial para asegurar confiablemente la inyectividad de agua sin tener problemas de taponamiento en la arena Ui.
- ✓ Medir los volúmenes de agua de inyección en superficie y analizarlos en laboratorio periódicamente para confirmar la calidad de agua proveniente de hollín inferior a ser inyectada en la arena receptora Ui de acuerdo al programa de monitoreo y seguimiento, continuando con la planificación o considerar la modificación en la inyección de químicos.
- ✓ Realizar los ensayos de compatibilidad entre aguas de formación con equipos de mayor sensibilidad, el limitante en los equipos de laboratorio fue la temperatura máxima de 90°C; y se debe evaluar muestras en laboratorio a mayores temperaturas que se aproximen a las condiciones de reservorio para cuantificar con mayor confiabilidad los resultados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baby et al. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3a ed.). Quito: Travaux de l'Institut Francais d'Études Andines.
- Calahorrano, W. (2017). *Formulación de Proyectos*. Escuela Politécnica Nacional, Ingeniería en Petróleos. Quito: Apuntes en clase .
- Calispa, D., & Proaño, M. (2011). *Optimización de la producción del Campo X mediante análisis nodal*. Quito, Ecuador: Tesis de Pregrado.
- Cruztel. (2018). *Oil&Gas*. Recuperado el 17 de Abril de 2019, de Flow Coupling & Blast Joint: <https://www.cruztel.com/flow-cupling/>
- Grijalva et al. (2019). *Diagrama Dump flooding + Scab Liner*. Quito: SLB-CPS.
- Jimpikit, J. (2017). *Centro de investigación y control ambiental*. Escuela Politécnica Nacional. Quito: Reporte de compatibilidad.
- Lake, L. (2012). *Enhanced Oil Recovery*. Recuperación Secundaria. New Jersey: Prentice - Hall, Inc.
- Meneses, A. (2018). Economical/Technical Solution for Waterflooding - Dumpflooding Well Pilot Project. *Shaya – Project. ISM*, (pág. 8). Quito.
- Mochón, F., & Beker, V. (2008). *Economía Principios y Aplicaciones* (Cuarta edición ed.). México.
- Muñoz, R. (2014). *Yacimientos de petróleo en Ecuador*. Quito: Estudio de la Cuenca Oriente.
- Novomet. (2016). *Bypass (Y-tool) System*. Recuperado el Abril de 2019, de <http://www.novomet-usa.com/eng/products/smart-solutions/y-tool/>
- Paredes, L. (2018). *Prognosis de reacondicionamiento Dump Flooding*. Shaya Execution CAPEX, Quito.
- Petroamazonas EP. (2019). *Petroamazonas EP*. Recuperado el 31 de mayo de 2019, de <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=10166>
- PetroSolus. (2018). *ESP Bypass System*. Recuperado el Abril de 2019, de <http://petrosolus.com/esp-bypass/>
- Rivadeneira, M. (2014). *Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3a ed.). Ecuador.
- Rivera, E. (2019). *SPAN Rock - Perforating Analysis*. Quito: Schlumberger.
- Schlumberger. (2008). *Y-Tool and ByPass Tubing*. Quito: Artificial Lift.
- Schlumberger. (2011a). *Oilfield glossary*. Recuperado el abril de 2019, de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/no-go\\_landing\\_nipple.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/no-go_landing_nipple.aspx)

- Schlumberger. (2011b). *Oilfield Glossary*. Recuperado el abril de 2019, de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/centralizer.aspx>
- Schlumberger. (2011c). *Oilfield Glossary*. Recuperado el abril de 2019, de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/production\\_tubing.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/production_tubing.aspx)
- Schlumberger. (2011d). *Polished Bore Receptacle and Seal Assembly*. [www.slb.com/sandcontrol](http://www.slb.com/sandcontrol).
- Schlumberger. (2012a). *Quantum Max Packer*. [www.slb.com/chsc](http://www.slb.com/chsc).
- Schlumberger. (2012b). *Pump Support Sub Assembly*. [www.slb.com](http://www.slb.com).
- Schlumberger. (2013). *QUANTUM No-Go locator*. [slb.com/packers](http://slb.com/packers).
- Schlumberger. (2014a). *Cabezal de pozo y árboles de navidad*. México: Programa de entrenamiento de cabezales de pozo y árboles de navidad.
- Schlumberger. (2014b). *QUANTUM Self-Aligning Guide Shoe*. Completions Catalog.
- Schlumberger. (2015a). *QUANTUM Standard Seal Units*. [slb.com/packers](http://slb.com/packers).
- Schlumberger. (2015b). *Flow Crossover y Stinger Assemblies*. [www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield).
- Shaya Ecuador. (2019). *Ingeniería de Reservorios*. Schlumberger. Quito: Dump flooding.
- SigmaOil. (2019). *Catálogo Técnico Band Catcher*. Sistema de levantamiento artificial por BES.
- SLB-Artificial Lift. (2019). *Curvas de comportamiento de bomba y motor para el pozo A-211E*. Quito: Artificial Lift.
- SLB-Completions. (2019). *TDAS pozo A-211*. Quito: Schlumberger.
- Tayo, M. (2018). *Solution for Waterflooding - DumpFlooding*. Schlumberger ISM, Quito.
- Tayo, M. (2019). *Workover & Completion*. Shaya - Schlumberger. Quito: ISM.

## **ANEXOS**

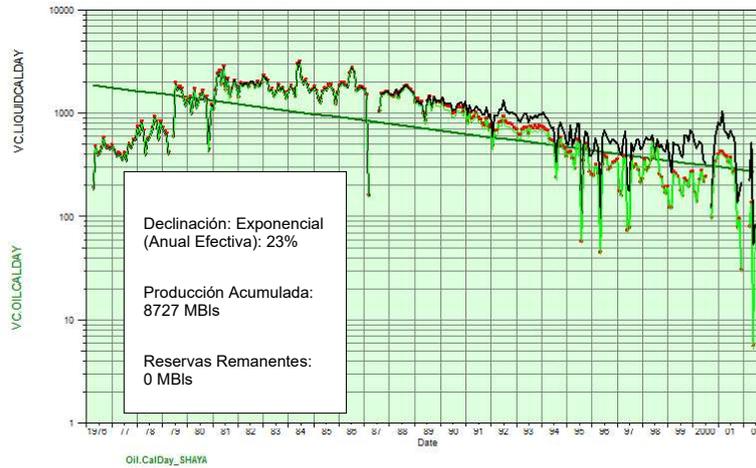
**Anexo I Cálculos de reservas por recuperación primaria mediante declinación exponencial para los pozos A-074, A-018 y A-097**

**Anexo I.1 Pozo A-74 (Cerrado Ui)**



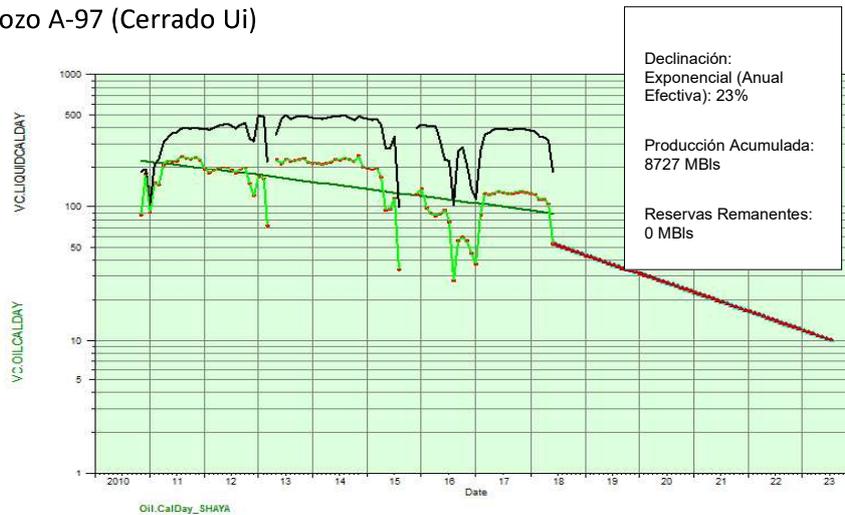
**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Anexo I.2 Pozo A-18 (Cerrado Ui)**



**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Anexo I.3 Pozo A-97 (Cerrado Ui)**



**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Anexo II Ensayos de compatibilidad entre las formaciones A-57B HI y A-9D UI a condiciones iniciales, 24 h y 48 h**

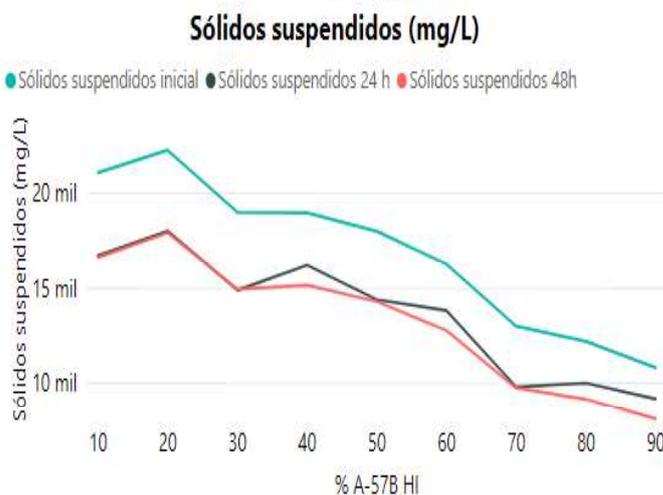
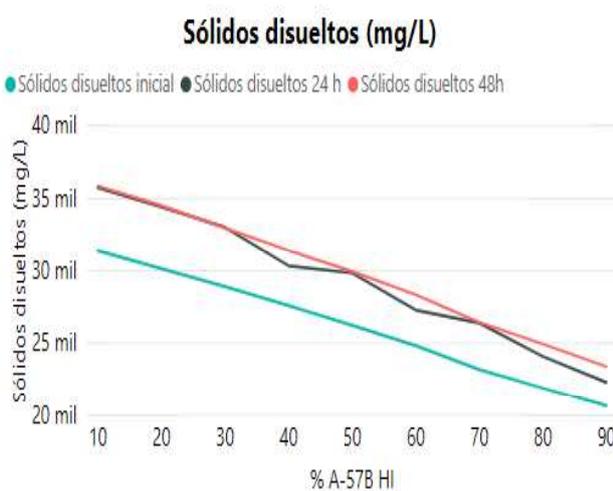
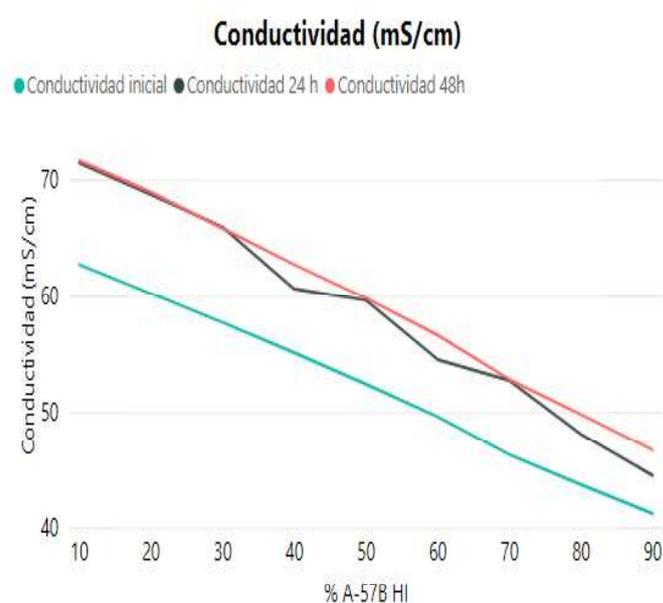
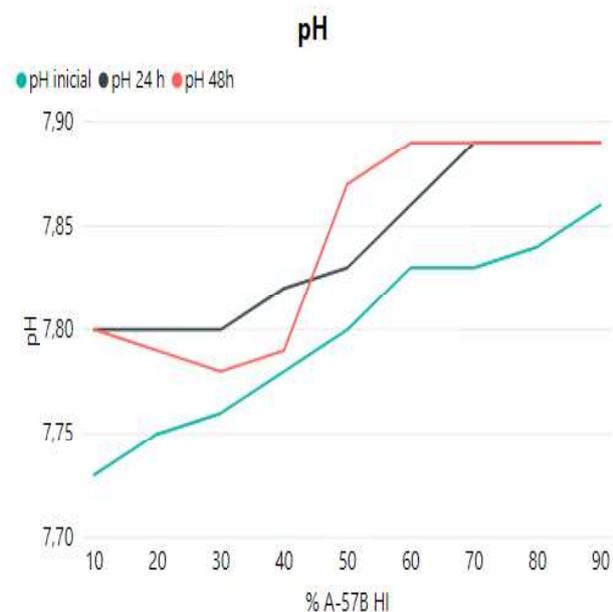
**Anexo II.1** Ensayos de compatibilidad entre las formaciones A-57B HI y A-9D UI a condiciones iniciales, 24 h y 48 h a 50 °C

Tiempo		t = 0 h				t = 24 h				t = 48 h			
% A-57B HI	% A-9D UI	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)
90	10	7.86	41.3	20650	10840	7.89	44.6	22300	9190	7.89	46.8	23400	8090
80	20	7.84	43.8	21900	12220	7.89	48.2	24100	10020	7.89	49.9	24950	9170
70	30	7.83	46.4	23200	13010	7.89	52.8	26400	9810	7.89	52.9	26450	9760
60	40	7.83	49.7	24850	16280	7.86	54.6	27300	13830	7.89	56.7	28350	12780
50	50	7.8	52.5	26250	18010	7.83	59.7	29850	14410	7.87	59.9	29950	14310
40	60	7.78	55.2	27600	18980	7.82	60.7	30350	16230	7.79	62.8	31400	15180
30	70	7.76	57.8	28900	19010	7.8	66	33000	14910	7.78	65.9	32950	14960
20	80	7.75	60.3	30150	22270	7.8	68.8	34400	18020	7.79	69	34500	17920
10	90	7.73	62.8	31400	21080	7.8	71.5	35750	16730	7.8	71.7	35850	16630

**Fuente:** (Jimpikit, 2017)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

**Anexo II.2** Variación de pH, conductividad, sólidos disueltos y sólidos suspendidos a tiempo inicial, 24 y 48 horas para la mezcla de las formaciones A-57B HI y A-9D UI a 50 °C



**Fuente:** (Jimpikit, 2017)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

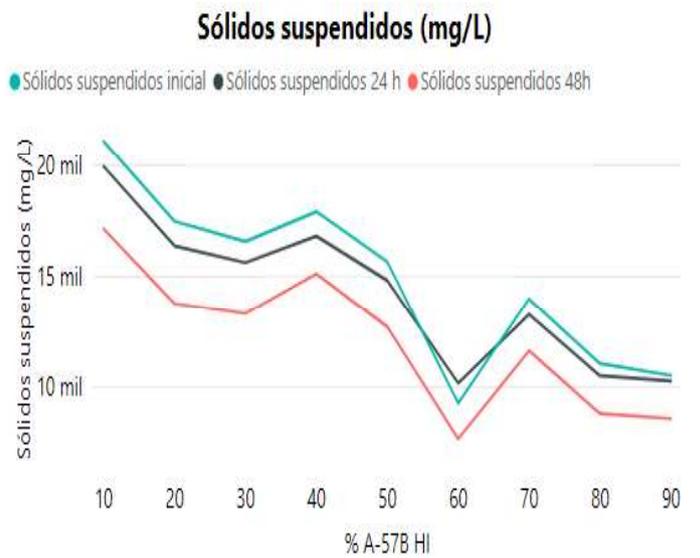
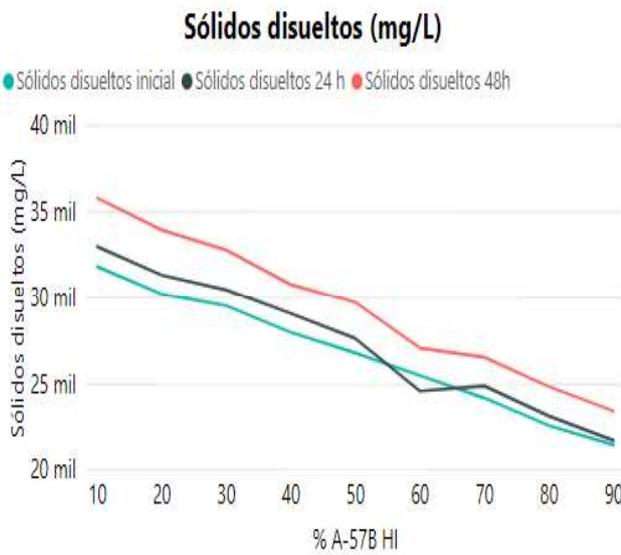
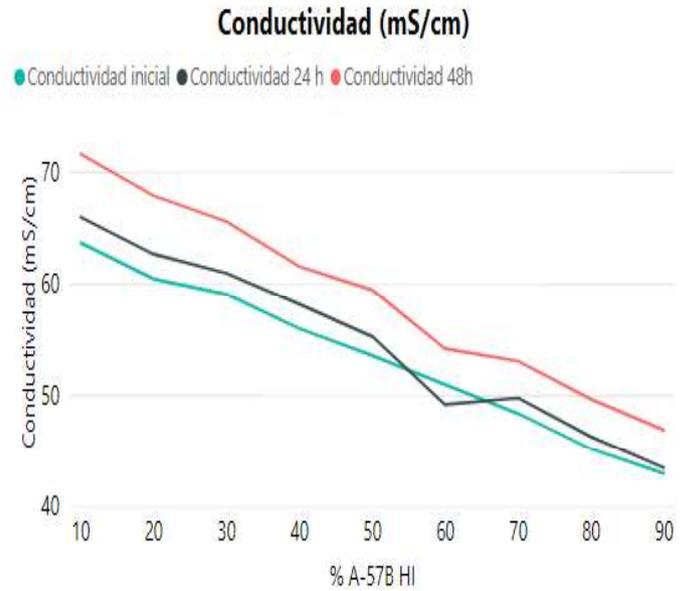
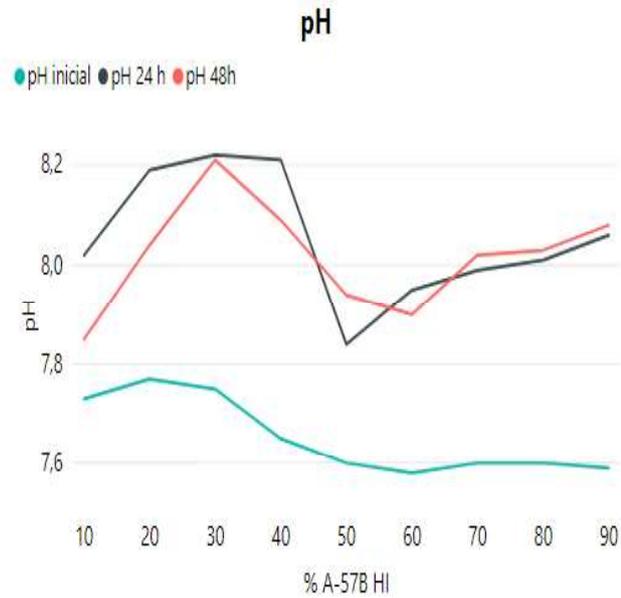
**Anexo II.3** Ensayos de compatibilidad entre las formaciones A-57B HI y A-9D UI a condiciones iniciales, 24 h y 48 h a 90 °C

Tiempo		t = 0 h				t = 24 h				t = 48 h			
% A-57B HI	% A-9D UI	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)	pH	Conductividad (mS/cm)	Sólidos disueltos (mg/L)	Sólidos suspendidos (mg/L)
90	10	7.59	43	21500	10520	8.06	43.5	21750	10270	8.08	46.9	23450	8570
80	20	7.6	45.2	22600	11050	8.01	46.3	23150	10500	8.03	49.7	24850	8800
70	30	7.6	48.4	24200	13980	7.99	49.8	24900	13280	8.02	53.1	26550	11630
60	40	7.58	51	25500	9270	7.95	49.2	24600	10170	7.9	54.2	27100	7670
50	50	7.6	53.6	26800	15670	7.84	55.3	27650	14820	7.94	59.5	29750	12720
40	60	7.65	56	28000	17910	8.21	58.2	29100	16810	8.09	61.6	30800	15110
30	70	7.75	59.1	29550	16570	8.22	61	30500	15620	8.21	65.6	32800	13320
20	80	7.77	60.5	30250	17480	8.19	62.7	31350	16380	8.04	67.9	33950	13780
10	90	7.73	63.7	31850	21090	8.02	66	33000	19940	7.85	71.6	35800	17140

**Fuente:** (Jimpikit, 2017)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

**Anexo II.4** Variación de pH, conductividad, sólidos disueltos y sólidos suspendidos a tiempo inicial, 24 y 48 horas para la mezcla de las formaciones A-57B HI y A-9D UI a 90 °C



**Fuente:** (Jimpikit, 2017)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

**Anexo III Resultados físico químico de aguas de formación de las arenas Ui y Hollín inferior del Campo X.**

### Anexo III.1 Análisis físico químico de agua de formación de la arena Ui

				A-62G UI		A-144M UI		A-76G UI	
				No Muestra	M-1483	M-1488	M-1485	M-1491	Ms-18-482
				Fecha de muestreo	19-oct-16	20-oct-16	20-oct-16	21-oct-16	26-may-18
				Distancia al pozo A-211E	9.9 Km		6 Km		9 Km
Parámetro	Expresado como	Unidad	Criterio de Calidad	Valores medidos		Valores medidos		Valores medidos	
Aceites y grasas	Película Visible	mg/l	Ausencia	5.67	13.27	23.55	3.12	18.13	
Aluminio	Al	mg/l	5	0.49	0.59	0.57	0.55	<0,05	
Arsénico	As	mg/l	0.1	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010	<0,002	
Bario	Ba	mg/l	1	18.38	<0.5	<0.5	27.75	14,2	
Berilio	Be	mg/l	0.1	<0.00020	<0.00020	<0.00020	<0.00020	<0,001	
Boro	B	mg/l	0.75	28.69	29.81	27.58	27.03	40.9	
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	0.13	<0,02	<0,02	0.09	<0,00005	
Cianuro	Cn	mg/l	0.1	<0,010	<0,010	<0,010	0.011	<0,010	
Cobalto	Co	mg/l	0.01	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0,1	
Cobre	Cu	mg/l	0.2	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10	<0,01	
Cromo	Cr+6	mg/l	0.1	<0,050	<0,050	<0,050	<0,050	<0,05	
Demanda Bioquímica de oxígeno (5 días)	DBOS	mg/l	<2	364	565	237	553	50	
Demanda Química de oxígeno	DQO	mg/l	<4	1800	2350	1400	1750	3400	
Flúor	F	mg/l	1	3.96	3.93	1.23	1.09	0,19	
Hidrocarburos totales de Petróleo	TPH	mg/l	0.2	0.47	0.15	0.17	0.61	15.04	
Hierro	Fe	mg/l	5	14.13	0.43	0.59	11	105,5	
Huevos de parásitos			Ausencia	<1	<1	<1	<1	Ausencia	
Litio	Li	mg/l	2,5	7.32	7.33	7.82	7.81	5.48	
Manganeso	Mn	mg/l	0.2					1.29	
Materia Flotante	Visible		Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	
Mercurio	Hg	mg/l	0.001	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	<0,00001	
Molibdeno	Mo	mg/l	0.01	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0.0020	0.0567	
Niquel	Ni	mg/l	0.2	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	
Nitratos	NO3	mg/l	50	19.89	13.62	11.98	15.95	<1	
Nitritos	NO2	mg/l	0.5	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010	<0,01	
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0,06	<0,06	<0,06	<0,06	<0.0005	
Potencial Hidrógeno	pH	Uidades de pH	6*9	6.45	6.52	6.75	6.71	6,32	
Selenio	Se	mg/l	0.01	<0,010	<0,010	<0,010	<0,010	<0.0005	
Sulfatos	SO4	mg/l	500	39	38.6	34	33.9	7.9	
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100	30.2	20.1	67.8	64.9	31.4	
Zinc	Zn	mg/l	2	0.07	0.25	0.13	0.1	<0,03	

**Fuente:** (Shaya Ecuador, 2019)

**Modificado por:** (Gamboa, 2019)

### Anexo III.2 Análisis físico químico de agua de formación de la arena Hollín inferior

				A-206E	A-192H	A-193H	
				No Muestra	MS-18-447	MS-18-445	MS-18-446
				Fecha de muestreo	06-may-18	06-may-18	06-may-18
				Distancia al pozo A-211E	1.4 Km	2.0 Km	1.56 Km
Parámetro	Expresado como	Unidad	Criterio de Calidad	Valor medido	Valor medido	Valor medido	
Aceites y grasas	PelículaVisible		Ausencia	188.74	223.66	24.6	
Aluminio	Al	mg/l	5	<0.050	<0.050	<0.050	
Arsénico	As	mg/l	0.1	<0.002	<0.002	<0.002	
Bario	Ba	mg/l	1	0.74	0.67	0.59	
Berilio	Be	mg/l	0.1	<0.0010	<0.0010	<0.0010	
Boro	B	mg/l	0.75	0.23	0.2	0.21	
Cadmio	Cd	mg/l	0.05	0.000058	0.01	0.01	
Cianuro	CN	mg/l	0.1	0.011	0.01	0.01	
Cobalto	Co	mg/l	0.01	<0.10	<0.10	<0.10	
Cobre	Cu	mg/l	0.2	<0.010	<0.010	<0.010	
Cromo	Cr+6	mg/l	0.1	<0.050	<0.050	<0.050	
Demanda Bioquímica de oxígeno (5 días)	DBO5	mg/l	<2	153	35	5	
Flúor	F	mg/l	1	7.79	1.72	1.83	
Hidrocarburos totales de Petróleo	TPH	mg/l	0.2	33.52	27.74	18.01	
Hierro	Fe	mg/l	5	0.99	1.11	0.35	
Litio	Li	mg/l	2.5	0.109	0.075	0.099	
Manganeso	Mn	mg/l	0.2	0.05	0.16	0.06	
Mercurio	Hg	mg/l	0.001	<0.000010	<0.000010	<0.000010	
Molibdeno	Mo	mg/l	0.01	0.00071	<0.0005	<0.0005	
Niquel	Ni	mg/l	0.2	<0.0050	<0.0050	<0.0050	
Nitratos	NO3	mg/l	50	<1.00	2.19	<1.0	
Nitritos	NO2	mg/l	0.5	<0.010	<0.010	<0.010	
Plomo	Pb	mg/l	0.01	<0.00050	<0.00050	<0.00050	
Potencial Hidrógeno	pH	Unidades de pH	6*9	7.29	7.11	7.27	
Selenio	Se	mg/l	0.01	<0.00050	<0.00050	<0.00050	
Sulfatos	SO4	mg/l	500	<5.0	<5.0	<5.0	
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100	2168.8	151.6	62.7	
Zinc	Zn	mg/l	2	<0.030	<0.030	<0.030	
Sólidos disueltos totales	SDT	mg/l	3000	880	630	550	

Fuente: (Shaya Ecuador, 2019)

Modificado por: (Gamboa, 2019)

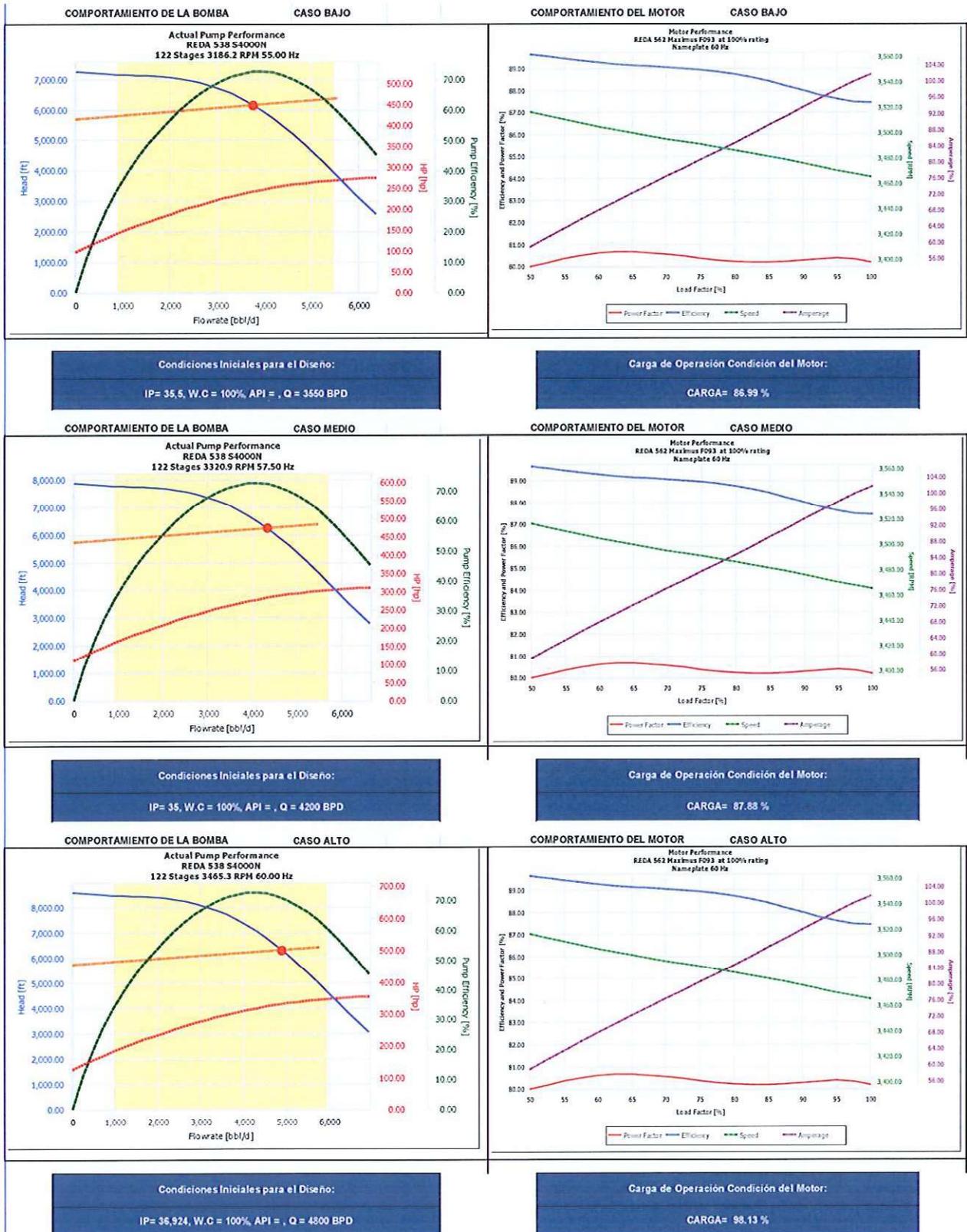
**Anexo IV Diseño de equipo BES para el pozo A-211E en arena hollín inferior.**

## Anexo IV.1 Descripción general del equipo BES seleccionado bomba S4000N 122 etapas y motor Maximus 562 – 337.5HP

DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO					
S4000N / 122 ETAPAS : MAXIMUS 562 - 337.5 HP / 2324.1 / 88.1 A					
		CASO BAJO	CASO MEDIO	CASO ALTO	
VARIABLES	GOR	0 SCF/STB	0 SCF/STB	0 SCF/STB	
	Índice de Productividad	35.5 STB/d/psi	35 STB/d/psi	36.92 STB/d/psi	
	Corte de Agua	100%	100%	100%	
	Tasa de Flujo deseada	3550 STB/d	4200 STB/d	4800 STB/d	
CONDICIONES DE OPERACION BES	Profundidad de Intake	6000 ft	6000 ft	6000 ft	
	Tasa de flujo en Operación	3688.6 STB/d	4254.4 STB/d	4803.2 STB/d	
	Tasa de Flujo total al INTAKE	3771.12 bbl/d	4349.82 bbl/d	4911.04 bbl/d	
	Tasa de Líquido al Intake	3771.12 bbl/d	4349.82 bbl/d	4911.04 bbl/d	
	Tasa de Gas dentro de la Bomba	0 bbl/d	0 bbl/d	0 bbl/d	
	Fracción de Gas a la entrada de la bomba	0.00%	0.00%	0.00%	
	Gas en el intake	0.00%	0.00%	0.00%	
	Eficiencia de Separación	29.01%	26.87%	25.04%	
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	6160.93 ft	6248.08 ft	6319.49 ft	
	Nivel de Fluido sobre la Bomba (FLAP)	5375.82 ft	5336.22 ft	5316.65 ft	
	Presión a la Entrada (PIP)	2334.2 psig	2316.4 psig	2307.6 psig	
	Presión de Descarga	5089.7 psig	5110.8 psig	5134 psig	
	Presión de Fondo Fluyendo (Pwf)	4338 PSI	4315 PSI	4293 PSI	
	Frecuencia de Operación	55 Hz	57.5 Hz	60 Hz	
BOMBA DESC.	<b>BOMBA - Modelo &amp; Tipo</b>	REDA 538 S4000N			
	Serie de la Bomba	538			
	Configuración de la Bomba	COMPRESORA			
	Número de etapas	122			
MOTOR	Descripción y tipo del motor	MAXIMUS 562 - 337.5 HP / 2324.1 / 88.1 A			
	Velocidad de operación del Motor	3186.2 RPM	3320.9 RPM	3465.3 RPM	
	Amperaje del Motor	73.5 Amps	80.3 Amps	86.5 Amps	
	Voltaje del motor	2078 Volts	2227.2 Volts	2324.1 Volts	
	Carga total de Operación	87%	88%	98%	
	Rating del motor	90%	100%	100%	
	Eficiencia	89%	88%	87%	
	Temperatura MLE	183.8 °F	183.8 °F	183.8 °F	
	Velocidad del fluido	1 ft/seg	1.16 ft/seg	1.31 ft/seg	
	Temperatura de Motor	267.55 °F	287.89 °F	314.66 °F	
	DESCRIPCION EQUIPO DE SUPERFICIE	Voltaje de Superficie	2226.4 Volts	2390.7 Volts	2501.8 Volts
		KVA Requerido	283 KVA	332 KVA	374 KVA
SDT			600 KVA - 12P		
VSD (SWD)			600 KVA - 12P		
SHIFT					
SUT			600 KVA		
Conector de superficie			QCI		
DESCRIPCION EQUIPO DE FON	Descarga	BODH serie 540 - 3 1/2" EUE - Redalloy			
	Descarga del sensor	Discharge Pressure Sub, Serie 538			
	Bomba superior	PUMP: S4000N CR-CT 45 , ARZ			
	Bomba inferior	PUMP: S4000N CR-CT 77 , ARZ			
	Succión / Separador de gas	INTAKE VGSA 540			
	Protector superior	PROTECTOR: MAXIMUS, BSBSL			
	Protector inferior	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBSB			
	Motor	MOTOR: 562 MAXIMUS, RA-S,			
	Sensor de fondo	BASE GAUGE: XT150 TYPE 1			
	Centralizador / Motor Guia	N/A			
	Cable de potencia	2/1 ELB .020 G5F W/ 3/8 X .049 SS TUBE			
	MLE	562 . KELB M, 5KV			
	Cápsula / Camisa de refrigeración	N/A			
	Y-Tool / Bypass tubing	Y - TOOL 2 7/8 - DUMP FLOODING			
	Protectores de cable	Provee Completions			
<b>SELECCION DEL EQUIPO BES</b>					
BOMBA	La bomba puede manejar				
PROTECTOR	Configuración de protectores standard.				
MOTOR	Carga de operación del motor dentro de los parametros normales.				
SENSOR	Sensor Phoenix XT-150 TIPO 1 para monitoreo continuo de las condiciones de operación.				
CABLE	AWG 2/1 un capilar para tratamiento químico en fondo.				
EQUIPO DE SUPERFICIE	El equipo de superficie seleccionado es suficiente para el arranque				

Fuente: (SLB-Artificial Lift, 2019)

## Anexo IV.2 Curvas de comportamiento de bomba S400N 122 etapas y motor Maximus 562 – 337.5HP para caso bajo, caso medio y caso alto



Fuente: (SLB-Artificial Lift, 2019)