

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Factibilidad Técnica de Aplicar Recuperación secundaria en la Arenisca U Inferior, implementado en un pozo con equipos de completamiento Dump Flooding en el campo ESPOL.

### **PROYECTO DE GRADUACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

#### **Maestría en Petróleos**

Presentado por:

Edgar Vinicio Mena Arias

Joel Adán Plaza León

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis amados Padres, Sr Oscar Plaza Lavallen y Sra. Luisa León García, mis queridos Hermanos Henry, Susy, Fabricio, Luilli, Jairon, Juan, en especial a mi ángel de la guarda Luisa Virginia (†); mi ejemplo y guía, mi abuelita Ninfa García (†) quien con sus consejos de amor y perseverancia uno puede lograr sus metas.

En especial a mis hijos Virginia, Adam y Lucas, quienes son mi motor para seguir superando y escalando peldaños en mi vida.

Joel

El presente proyecto va dedicado a Dios quien guía mi vida. A mis padres que siempre estarán presente en mis logros pues fueron quienes pusieron los cimientos del hombre que hoy soy, gracias, Gonzalo Mena (†) y Marina Arias.

Vinicio

## **AGRADECIMIENTOS**

Nuestros más sinceros agradecimientos a la ESPOLE por las enseñanzas y la oportunidad de formar parte de renombrada maestría, al Msc. Kenny Fernando Escobar Segovia, gracias por su apoyo y compartir sus conocimientos durante el proceso, a mis amigos anónimos quienes nos colaboraron con su tiempo y sapiencias.

Vinicio y Joel

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Edgar Vinicio Mena Arias y Joel Adán Plaza León damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Edgar Vinicio Mena Arias

Joel Adán Plaza León

# EVALUADORES

.....  
Andreina Alexandra Alarcón Avellán  
PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
Kenny Fernando Escobar Segovia  
PROFESOR TUTOR



## RESUMEN

La recuperación primaria, que actualmente la mayor parte de campos petroleros del Ecuador aplica, es la extracción de petróleo de los yacimientos utilizando solo la energía natural disponible en los yacimientos para mover fluidos a través de la roca del yacimiento hacia pozos productores.

Con el avance tecnológico, ensayos de laboratorio y la implantación a nivel mundial, la recuperación secundaria, es la extracción de petróleo adicional más allá de la recuperación primaria de yacimientos. Incluye inyección de agua e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y cualquier otro medio para complementar los procesos de recuperación de yacimientos naturales.

En campos del Ecuador la presión de reservorio cada vez es más baja, producto de la explotación continua por décadas de sus yacimientos. La recuperación secundaria por inyección de agua hoy en día es una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial.

La implementación del sistema Dump Flooding en el Pad PM del Campo ESPOL es totalmente factible, ya que logró incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro de 13.9% con recuperación primaria a 26.2% con recuperación secundaria, considerando que el cálculo se lo realizó al finalizar el contrato en el año 2035.

## **ABSTRACT**

Primary recovery, currently applied by most oil fields in Ecuador, is the extraction of oil from reservoirs using only the natural energy available in the reservoirs to move fluids through the reservoir rock to producing wells.

With technological advancement, laboratory testing and worldwide implementation, secondary recovery is the extraction of additional oil beyond primary reservoir recovery. It includes water injection and gas injection for pressure maintenance, secondary processes, tertiary processes and any other means to complement natural reservoir recovery processes.

In Ecuador's fields, reservoir pressure is getting lower, as a result of decades of continuous exploitation of its reservoirs. Nowadays, secondary recovery using water injection is one of the most used techniques worldwide.

The Dump Flooding system implementation in the PM Pad of ESPOL Field is totally feasible, it was possible to increase the oil production and the recovery factor from 13.9% with primary recovery to 26.2% with secondary recovery, whereas the calculation was made at end the contract in the 2035.



# ÍNDICE GENERAL

<b>EVALUADORES .....</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>I</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>II</b>
<b>ÍNDICE GENERAL.....</b>	<b>III</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICAS.....</b>	<b>V</b>
<b>ÍNDICE ECUACIONES .....</b>	<b>VIII</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Descripción del problema</i> .....	2
1.2 <i>Justificación del problema</i> .....	3
1.3 <i>Objetivos</i> .....	4
1.3.1 <i>Objetivo General</i> .....	4
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	4
1.4 <i>Marco teórico</i> .....	4
1.4.1 <i>REVISIÓN DE PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS</i> .....	4
1.4.2 <i>PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA</i> .....	7
1.4.3 <i>MECANISMO DE PRODUCCIÓN</i> .....	9
1.4.4 <i>RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA</i> .....	11
1.4.5 <i>MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUJOS INMISCIBLES</i> .....	14
1.4.6 <i>CONCEPTO DE DUMP FLOODING</i> .....	17
1.4.7 <i>DISEÑO DUMP FLOODING MODIFICADO</i> .....	18
1.4.8 <i>BENEFICIO DEL AGUA DE BAJA SALINIDAD EN WATERFLOODING</i> ....	21
1.4.9 <i>EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE</i> <i>AGUA</i> .....	22
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>24</b>
<b>2. Metodología .....</b>	<b>24</b>
2.1 <i>UBICACIÓN</i> .....	25
2.2 <i>GEOLOGÍA</i> .....	26
2.2.1 <i>GEOLOGÍA REGIONAL</i> .....	26

2.3	<i>DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO</i> .....	27
2.4	<i>CONTINUIDAD DEL RESERVORIO</i> .....	30
2.4.1	<i>ANÁLISIS GEOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DEL Pad PM - Campo ESPOL</i> .....	30
2.4.2	<i>ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL Pad PM - Campo ESPOL</i> .....	33
2.4.3	<i>MODELO ESTÁTICO CAMPO ESPOL</i> .....	35
2.5	<i>FACTOR DE RECOBRO POR RECUPERACIÓN PRIMARIA</i> .....	37
2.6	<i>CONFORMACIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN PARA RECUPERACIÓN SEGUNDARIA</i> .....	38
2.6.1	<i>POZO INYECTOR IMPLMENTANDO SISTEMA DUMP FLOODING</i> .....	39
<b>CAPÍTULO 3</b>	.....	<b>43</b>
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	.....	<b>43</b>
3.1	<i>INICIO DE LA INYECCIÓN PAD PM CAMPO ESPOL</i> .....	43
3.2	<i>ANALISIS DE PRESIÓN PAD PM CAMPO ESPOL</i> .....	44
3.3	<i>EFFECTO DE LA INYECCIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES</i> .....	46
3.3.1	<i>ANÁLISIS POZO A POZO</i> .....	46
3.3.2	<i>FACTOR DE RECOBRO POR RECUPERACION SECUNDARIA</i> .....	50
<b>CAPÍTULO 4</b>	.....	<b>53</b>
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	.....	<b>53</b>
4.1	<i>CONCLUSIONES</i> .....	53
4.2	<i>RECOMENDACIONES</i> .....	54
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	.....	<b>51</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Figura 1.1 Gráfica teórica de Factores de Recobro por Mecanismo de Empuje. Modificada de (Satter & Thakur, 1994).....	11
Figura 1.2 Esquemas de inyección periférica de agua. Tomada de (Martínez, 2016)...	12
Figura 1.3 Arreglos de inyección de agua. Modificada de (Martínez, 2016).....	14
Figura 1.4 Curva típica de flujo fraccional (Cobb & Smith, 2012). ....	17
Figura 1.5 Configuración Dump Flooding convencional. ....	18
Figura 1.6 Completación Dump Flooding modificada. Las flechas muestran la trayectoria del flujo desde la formación de producción hasta la superficie y luego hacia la formación de inyección.....	19
Figura 1.7 Sistema de superficie cerrado Dump Flooding. Se mide el volumen de agua y se verifica la calidad. ....	21
Figura 1.8 Recuperación waterflood vs volumen de poro (PV), mostrando LSE para LSW en Swi. Los experimentos se realizaron en tapones de núcleo de la arenisca Berea (De Morrow y Buckley 2011). ....	22
Figura 2.9 Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014) .....	26
Figura 2.10 Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlan el desarrollo de la cuenca oriente y sus sistemas petrolíferos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).....	27
Figura 2.11 Historial de Presiones estáticas en el yacimiento U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	28
Figura 2.12 mapa de presión inicial de reservorio U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	29
Figura 2.13 mapa de presiones 2022 reservorio U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	29
Figura 2.14 Mapa Estructural al tope U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	30
Figura 2.15 Correlación Estructural E-O, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	31
Figura 2.16 Correlación Estructural N-S, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	31

Figura 2.17 Correlación Estratigráfica E-O, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	32
Figura 2.18 Correlación Estratigráfica N-S, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	32
Figura 2.19 Mapa de distribución de arena U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	33
Figura 2.20. Datos petrofísicos U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente OFM ESPOL 2022) .....	33
Figura 2.21. Tipo de roca para el Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	34
Figura 2.22. Correlación Petrofísica E-O, U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	34
Figura 2.23. Correlación Petrofísica N-S, U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	35
Figura 2.24. Modelo Estático Porosidad Efectiva - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	35
Figura 2.25 Modelo Estático Permeabilidad - Campo ESPOL (Fuente ESPOL, 2022) .....	36
Figura 2.26 Modelo Estático Saturación - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	36
Figura 2.27 Delimitación área cálculo POES - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) .....	38
Figura 2.28 Patrón de inyección Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022) ....	39
Figura 2.29 Esquema completación Dump Flooding). (Fuente PETROAMAZONAS, 2018) .....	40
Figura 2.30 Solución técnica – Fuente de agua. (Fuente PETROAMAZONAS, 2018)..	41
Figura 2.31 Petrofísica del pozo PM-008WDW - fuente de agua (Fuente ESPOL, 2022). .....	42
Figura 3.32 Histórico producción-inyección de agua pozo PM-008WDW (Fuente ESPOL, 2022). .....	44
Figura 3.33 Datos de presión pozos productores luego de la inyección (Fuente ESPOL, 2022). .....	44
Figura 3.34 Mapa de presión U Inferior luego de la inyección (Fuente ESPOL, 2022) ..	45
Figura 3.35 Histórico de presiones Pad PM- Campo ESPOL (Fuente ESPOL, 2022) ..	45
Figura 3.36 Pozos influenciados por la inyección Pad PM- Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	46

Figura 3.37 Historial de producción pozo PM-002 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	47
Figura 3.38 Historial de producción pozo PM-003 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	47
Figura 3.39 Historial de producción pozo PM-004H Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	48
Figura 3.40 Historial de producción pozo PM-005 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	48
Figura 3.41 Historial de producción pozo PM-006H Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	49
Figura 3.42 Historial de producción pozo PM-007 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	49
Figura 3.43 Historial de producción vs casos de reservas recuperadas Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022) .....	51
Figura 3.44 Acumulado de petróleo incluido recuperación primaria y secundaria octubre 2022 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022).....	51

## ÍNDICE ECUACIONES

Ecuación 1.1: Relación de movilidad.....	7
Ecuación 1.2: Petróleo desplazado.....	13
Ecuación 1.3: Flujo fraccionario.....	15
Ecuación 2.4: Ecuación factor de recobro antes de la inyección de agua.....	36
Ecuación 3.5: Petróleo en sitio antes de la secundaria.....	49
Ecuación 3.6: Factor de recobro recuperación secundaria final del proyecto.....	51

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El Ecuador ha sido un país productor de crudo desde 1928. El inicio de la explotación de crudo empezó en el litoral ecuatoriano y luego se extendió a la Amazonía Ecuatoriana, siendo esta última la zona donde existe la mayor producción hidrocarburífera del país.

La recuperación primaria, que actualmente la mayor parte de campos petroleros del Ecuador aplica, es la extracción de petróleo de los yacimientos utilizando solo la energía natural disponible en los yacimientos para mover fluidos a través de la roca del yacimiento hacia pozos productores.

Con el avance tecnológico, ensayos de laboratorio y la implantación a nivel mundial, la recuperación secundaria, es la extracción de petróleo adicional más allá de la recuperación primaria de yacimientos. Incluye inyección de agua e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y cualquier otro medio para complementar los procesos de recuperación de yacimientos naturales.

En campos del Ecuador la presión de reservorio cada vez es más baja, producto de la explotación continua por décadas de sus yacimientos. La recuperación secundaria por inyección de agua hoy en día es una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial, con un recobro adicional entre 20-25% de petróleo residual que la recuperación primaria no alcanzó a producir.

Adicionalmente, las empresas operadoras en Ecuador han basado su filosofía de inyección en base a patrones de obtención de agua, la mayoría de las veces se ubican lejos de las instalaciones de superficie y la disponibilidad de ese pozo significa un desafío adicional.

En el Campo Espol los principales reservorios se encuentran en la formaciones Hollín, formación Napo y miembro Arenisca Basal Tena, el miembro arenisca Hollín Inferior comprende un acuífero infinito que soporta presión el cual servirá como productor de agua para la inyección; sin embargo, los otros yacimientos son estratigráficos como el

caso de la arenisca U Inferior y que la caída de presión del reservorio es muy rápida como el campo Culebra de similares características, que “es un sistema de arenisca canalizada con una gravedad API de 18, una viscosidad de 14 Cp a 4100 psi, una relación de movilidad adversa ( $M > 1$ ) y una falta significativa de energía del yacimiento donde la presión promedio ha disminuido de 4100 registrada en marzo de 1981 a la baja a 1000 psi en mayo de 2016”.

SPM\_Ecuador\_Intouch\_waterflooding\_workflow\_Culebra U\_6917020\_01(2016).

El *dump flood complete* (DFC) es un mecanismo para inyectar agua de un reservorio más profundo con un acuífero activo en un reservorio superior agotado usando un pozo perforado con producción marginal o cerrado debido a la baja presión. "El reservorio de Hollín inferior posee un acuífero activo, que en algunas zonas de la cuenca oriente, tiene un agua muy similar al agua tratada, que se utiliza para inyectarse en otros reservorios sin causar problemas de taponamiento u otros daños en la formación" (Rodríguez et al., 2015)). Por lo tanto, el reservorio Hollín Inferior es una buena fuente de agua para proyectos de inyección, por ende, incrementar el factor de recobro en la mayoría de los reservorios.

### **1.1 Descripción del problema**

Después de haber explotado el campo ESPOL por muchos años, se observa que las presiones de los reservorios han disminuido y la saturación de agua en varios pozos del campo ha aumentado considerablemente, esto hace difícil extraer el petróleo que tenemos como reservas probadas. La producción del campo tiende a bajar en los últimos años, complicando así los recursos de la siguiente campaña de perforación, incrementando exponencialmente la inversión que implica, por lo cual se ve la necesidad urgente de aplicar un método de recuperación secundaria para aprovechar al máximo los pozos ya perforados mejorando el factor de recobro.

La inyección de agua ha sido calificada relativamente ineficiente debido a la heterogeneidad que está afectando la conectividad entre pozos productores e inyectores, variaciones de permeabilidad lateral y vertical, fallas con fugas y distribución de petróleo no uniforme, resulta en una pobre eficiencia de barrido. El proyecto de recuperación secundaria en la Arenisca U Inferior que estamos presentando implementado en un pozo productor de agua e inyector a la vez con equipos de completamiento dobles (*Dump*



*Flooding*), mejorará el barrido de petróleo hacia los pozos productores del área, minimizando así las migraciones de fluido hacia fuera de los patrones o arreglos de pozos.

## **1.2 Justificación del problema**

El crudo es uno de los principales productos de exportación y sustento a varias deudas monetarias internacionales que tiene el Ecuador, por lo que es de suma importancia el maximizar este recurso energético y aprovecharlo en los tiempos actuales donde el precio del crudo WTI, en promedio es de alrededor de 100 dólares americanos.

Es primordial extraer la mayor cantidad de crudo posible aplicando el sistema dump flooding ya que la mayoría de los campos ecuatorianos de baja presión y así incrementar la producción de crudo para mejorar los ingresos monetarios al Ecuador y ayudar al desarrollo del país.

En campos maduros, se necesitan soluciones tecnológicas rentables para desbloquear oportunidades de desarrollo de yacimientos y revitalizar la producción. Cuando la estrategia de explotación cambia a recuperación secundaria, en general, se evalúan pilotos de inyección de agua a pequeña escala antes de una implementación de campo más amplia. Sin embargo, esto todavía requiere inversión en instalaciones de superficie para el tratamiento de agua y tuberías de inyección. Para campos en áreas remotas y ambientalmente sensibles, la inversión (tiempo y dinero) puede aumentar significativamente. SPE-198979-MS, (2020).

El proyecto piloto de waterflooding implementado en Shushufindi a fines de 2014 con una geometría de patrón de 5 puntos se considera exitosa para probar el concepto y para la expansión del campo se utilizaron analogías similares de:

SPM\_Ecuador\_Intouch\_waterflooding\_workflow\_Culebra-U\_6917020\_01

- Geología
- Grado de presión, depleción
- Salinidad del agua
- Recuperación incremental esperadas

Una vez que se aumenta la energía del yacimiento, las tasas de líquido también se pueden aumentar mejorando la recuperación incremental esperada.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Determinar la factibilidad técnica de incrementar la producción de petróleo en el pad PM del campo ESPOL inyectando agua en el reservorio U Inferior y utilizando la tecnología de completación "Dump Flooding".

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Comprobar geológicamente la continuidad del reservorio U Inferior en el área de influencia mediante registros de pozos.

Analizar petrofísicamente las propiedades de la roca reservorio y de los fluidos del yacimiento en la Arena U Inferior del Campo ESPOL.

Evaluar la eficiencia de la inyección en base a las propiedades del yacimiento, presión del reservorio y producción de los pozos vecinos influenciados por la inyección.

Evaluar el comportamiento del sistema Dump Flooding desarrollado en el pad PM del campo ESPOL para disminuir las facilidades y transporte de agua en superficie en otras locaciones del campo.

### **1.4 Marco teórico**

#### **1.4.1 REVISIÓN DE PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS**

Los reservorios de petróleo se caracterizan por presentar propiedades físicas tales como, porosidad, espesor, saturación y permeabilidad, viscosidad y muchas más; las cuales se mencionan a continuación:

#### **1.4.1.1 Porosidad**

Se define como la relación entre el volumen de poros,  $V_p$  y el volumen total de roca  $V_b$ .  $\phi = V_p / V_b$ . Es un indicador directo de la cantidad de fluido. La porosidad de un reservorio puede ser medida con una variedad de técnicas de laboratorio usando núcleos o medidas de campo incluyendo registros y pruebas de pozo (Martínez, 2016).

#### **1.4.1.2 Espesor de reservorio**

Es el espesor de un medio poroso contenido entre dos capas o estratos. Y es representado por la letra "h" (Martínez, 2016).

#### **1.4.1.3 Saturación**

Es la medida del volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el reservorio. Está definida por la relación entre el volumen del fluido,  $V_f$ , y el volumen de poros  $V_p$ .  $S_f = V_f / V_p$ .

La saturación de agua que encontramos al momento de descubrir el yacimiento se le conoce como agua inicial, congénita o intersticial. Si el agua presente no fluye se le conoce como agua irreductible. Saturaciones mayores a ese valor darán resultado a un flujo de agua junto con hidrocarburos. Esta variable se representa por la letra "S" con un subíndice que indica el tipo del fluido del que se está hablando, es decir:  $S_o$ - Saturación de aceite,  $S_g$ - Saturación de gas,  $S_w$ - Saturación de agua (Martínez, 2016).

#### **1.4.1.4 Permeabilidad**

Es la capacidad de una roca de permitir el paso de un fluido a través de ella. Como regla general se asume que buenas permeabilidades indican buenas productividades y altos recobros (Satter & Iqbal, 2016).

En presencia de más de una fase, existen más conceptos de esta propiedad para expresar las condiciones de flujo.

##### **1.4.1.4.1 Permeabilidad al aire**

Corresponde a la medida rutinaria en un análisis de núcleos. El valor se obtiene mediante el uso de un gas (nitrógeno o gas natural). Usualmente se toman como permeabilidades absolutas, sin embargo si no se realiza la corrección de Klinkenberg, suele estar sobre estimada (Amyx, Bass, & Whiting, 1960) .

#### **1.4.1.4.2 Permeabilidad absoluta**

Es la medida adquirida con un líquido, sea esta agua o petróleo. La permeabilidad absoluta depende del tamaño de la garganta poral (Cobb & Smith, 2012).

#### **1.4.1.4.3 Permeabilidad efectiva**

Puede ser al agua, al aceite o al gas ( $k_w$ ,  $k_o$ ,  $k_g$ ). La permeabilidad efectiva de una roca depende de la saturación de los fluidos. Se expresa por la ley de Darcy. Esta propiedad es muy importante en la inyección de fluidos (Cobb & Smith, 2012).

#### **1.4.1.4.4 Permeabilidad relativa**

Es la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta.

#### **1.4.1.5 Viscosidad ( $\mu$ )**

Se define como la resistencia interna de un fluido al movimiento. Este factor controla e influencia el flujo a través de un medio poroso (Ahmed, 2006).

#### **1.4.1.6 Mojabilidad**

La mojabilidad se define como la tendencia a adherirse o mojarse por parte de la superficie de una roca, a un determinado fluido en presencia de otro inmisible.

La importancia de esta propiedad radica en que es el principal factor que controla el lugar, el flujo y la distribución de fluidos en el reservorio. De la mojabilidad depende la presión capilar y la permeabilidad relativa de un sistema de inyección. (Library, 2022) (Bidner, 2001).

#### **1.4.1.7 Tensión superficial**

Es el conjunto de fuerzas que existen en la interface entre dos fluidos inmiscibles. (Library, 2022).

#### **1.4.1.8 Presión capilar**

La presión capilar se expresa como la diferencia de presión que existe en la interface entre dos fluidos inmiscibles. En otras palabras, se define como la capacidad de atracción de la roca al fluido mojante, o la capacidad de repeler al fluido no mojante. (Cobb & Smith, 2012).

#### 1.4.1.9 Factor volumétrico

Es la relación entre un volumen de fluido a condiciones de reservorio, con respecto a condiciones de superficie. (Cobb & Smith, 2012).

#### 1.4.1.10 Relación de movilidad

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve dentro de un reservorio. Es una de las características fundamentales en la inyección de agua (Cobb & Smith, 2012). Está definida en términos de permeabilidad efectiva y viscosidad del fluido desplazante y el fluido desplazado de acuerdo a la siguiente relación:

$$M = \text{Relación de movilidad} \quad (1.1)$$
$$= \frac{\text{Movilidad de la fase desplazante}}{\text{Movilidad de la fase desplazada}}$$
$$M = \frac{\lambda_{\text{desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazada}}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{desplazante}}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{desplazada}}}$$

Cuando el agua desplaza crudo:

$$M = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$

En términos de inyección de agua, la relación de movilidad define como favorable o no favorable a un proyecto de inyección. Cuando  $M = 1$  las movilidades de agua y aceite son iguales, por ende, ambos fluidos encuentran la misma resistencia a desplazarse. Si  $M < 1$ , el petróleo fluye mejor que el agua y es sumamente fácil para el agua desplazar petróleo. En estas condiciones se obtienen altas eficiencias de barrido y recobro. Por el contrario, cuando  $M > 1$ , el agua fluye mejor que el crudo y es menos efectiva para desplazar crudo (G. P. Willhite & Society of Petroleum Engineers of AIME., 1986).

De acuerdo a la literatura, la inyección de agua con fines de recuperación secundaria es recomendable en relaciones de movilidad de 0.2 a 5 (Cobb & Smith, 2012).

#### 1.4.2 PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA

Un proyecto de inyección de agua debe seguir 5 pasos importantes (P. G. Willhite, 1986):

- Evaluación del reservorio
- Selección del Plan potencial de inyección
- Estimación de ratas de producción e inyección
- Estimación de reservas
- Identificación de incertidumbres

#### **1.4.2.1 Evaluación del reservorio**

El propósito de esta etapa es definir la extensión areal y vertical del reservorio, así como las variaciones de las propiedades de la roca, tales como porosidad y permeabilidad. Esto incluye determinar el mecanismo de producción, evaluar las reservas iniciales y actuales, definir zonas con potencial de hidrocarburo remanente y evaluar las propiedades del fluido para realizar un pronóstico. (P. G. Willhite, 1986)

#### **1.4.2.2 Selección del Plan potencial de inyección**

La segunda etapa comprende la conformación de un plan potencial de inyección, también conocido como “arreglo” o “malla” de recuperación secundaria. En esta etapa se define si se usan proyectos pilotos con pocos inyectores, o planes masivos con un conjunto de inyectores. La selección no depende solamente del lado técnico del arreglo, pues muchas veces se involucran aspectos ambientales (MAE, 2015). Otro factor importante es considerar el estado de depleción del yacimiento y si se ha formado una capa de gas o la posición del contacto agua-petróleo (CAP). (P. G. Willhite, 1986)

#### **1.4.2.3 Estimación de ratas de inyección y producción**

Esta variable tiene un componente económico alto. Desde el punto de vista técnico dependen de: la calidad de la roca, del tipo de fluido, del espaciamiento y sobre todo de la presión del yacimiento. (P. G. Willhite, 1986)

#### **1.4.2.4 Estimación de reservas**

Una vez definido el volumen a inyectar, se pronostica en el tiempo de vida del proyecto, el valor de reservas a recuperar en cada inyector presente. Una forma de realizar este tipo de análisis es mediante balance de materia y la eficiencia de barrido, dividiendo al reservorio en volumen desplazado por el agua y volumen no desplazado. (P. G. Willhite, 1986)

#### **1.4.2.5 Identificación de incertidumbres**

Para este fin se usan softwares especializados con métodos como el de Monte Carlo, para definir los factores que podrían generar incertidumbres. Es recomendable realizar corridas variando algún parámetro (de roca o fluido) que muestren los cambios en el proyecto.

#### **1.4.3 MECANISMO DE PRODUCCIÓN**

Los mecanismos de producción primaria de un reservorio, constituye la fuente de energía que lleva el hidrocarburo desde el reservorio hasta el pozo productor.

Los mecanismos de producción primarios son:

- Expansión de roca y fluidos
- Liberación del gas en solución
- Capa de gas
- Acuífero activo
- Segregación gravitatoria
- Combinación de los mecanismos.

##### **1.4.3.1 El mecanismo de expansión de roca y fluidos.**

Se establece por encima del punto de burbuja. La explotación genera disminución de la presión del yacimiento y la roca porosa tiende a comprimirse y expulsar el fluido que contiene hacia el punto de drenaje o de menor presión. El máximo factor de recobro que se alcanza mediante este mecanismo es del 5% para un yacimiento de petróleo. (Satter & Iqbal, 2016)

##### **1.4.3.2 El mecanismo por liberación de gas.**

Ocurre cuando la presión del reservorio desciende bajo la presión de burbuja, y el gas generado empuja el petróleo hacia el pozo productor. Por efecto de viscosidad la fase gaseosa es mucho más móvil que la fase líquida. El factor de recobro en estos casos puede alcanzar hasta el 30%. (Satter & Iqbal, 2016)

#### **1.4.3.3 Capa de gas.**

Ciertos reservorios han sido descubiertos con presión original por debajo de la presión de burbuja y con un casquete de gas formado en la parte superior. En otros casos, el casquete de gas se forma cuando la explotación ha hecho que el reservorio descienda bajo la presión de burbujeo. En cualquiera de los dos casos, la energía de este mecanismo la genera la expansión del casquete a medida que el reservorio se disminuye. El factor de recobro que puede alcanzar este mecanismo es del 40%.(Satter & Iqbal, 2016)

#### **1.4.3.4 La comunicación con un acuífero activo.**

Le provee de energía natural a un yacimiento de petróleo. Este mecanismo puede tener un empuje, lateral o de fondo. Existen casos registrados de factores de recobro que han llegado al 50%.(Satter & Iqbal, 2016)

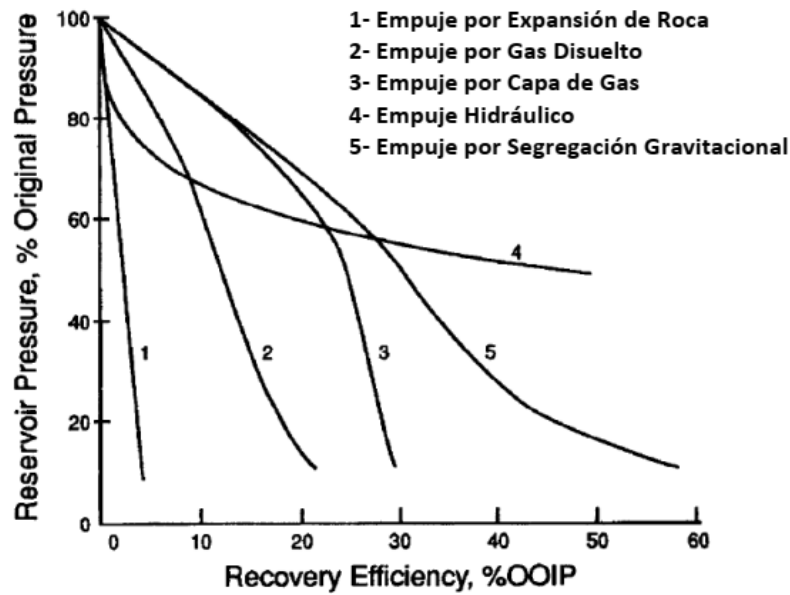
#### **1.4.3.5 Segregación gravitacional.**

Bajo ciertas condiciones tectónicas, los yacimientos pueden alcanzar buzamientos muy grandes o fracturarse. En estos casos la permeabilidad vertical es mayor que la horizontal. Bajo la segregación gravitacional, el reservorio en producción declina continuamente, con una relación gas petróleo muy baja en las partes profundas y muy alta en las superiores. Se han registrado casos hasta del 80% de factor de recobro con este mecanismo (Satter & Iqbal, 2016). (Satter & Iqbal, 2016)

#### **1.4.3.6 Mecanismos combinados**

En general los yacimientos pueden exhibir mecanismos combinados, o pasar de un mecanismo a otro por efecto de la depleción. (Satter & Iqbal, 2016)





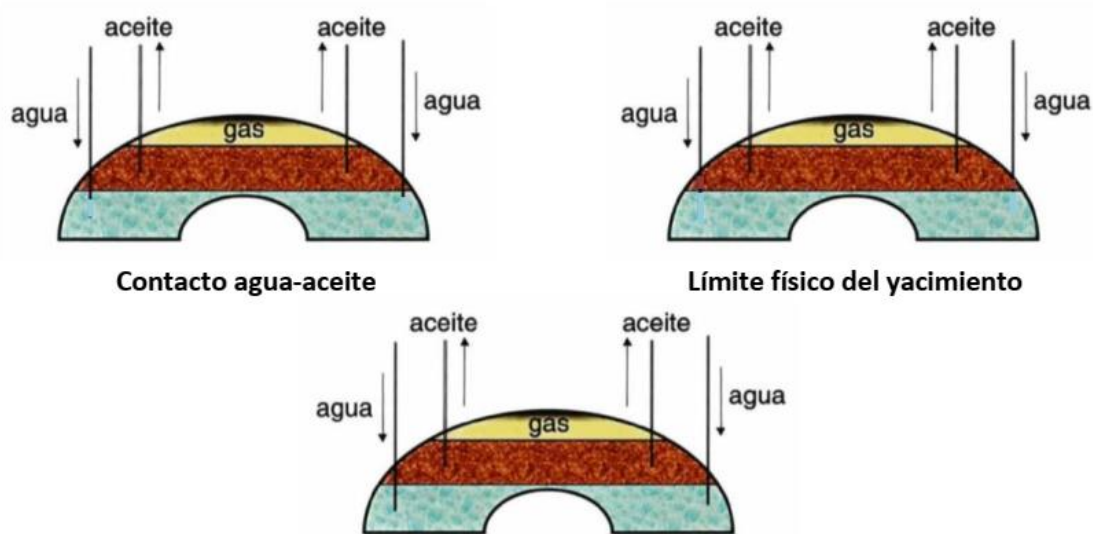
**Figura 1.1 Gráfica teórica de Factores de Recobro por Mecanismo de Empuje. Modificada de (Satter & Thakur, 1994)**

#### **1.4.4 RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA**

La recuperación secundaria por inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes de acuerdo a la posición de los pozos productores e inyectores. (Martínez, 2016).

##### **1.4.4.1 Inyección Periférica o Externa.**

Existen 3 maneras de inyectar periféricamente. 1) Muy cerca del contacto agua-petróleo, 2) en el límite del yacimiento y 3) directamente en el acuífero, como lo muestra la siguiente figura. (Martínez, 2016).



**Figura 1.2 Esquemas de inyección periférica de agua. Tomada de (Martínez, 2016)**

Para asegurar una eficiencia adecuada de la inyección periférica se debe considerar las dimensiones del acuífero, zona saturada de hidrocarburo, volúmenes grandes de inyección de agua, y tiempo antes de tener un efecto en los pozos productores. Además, si la inyección se realiza muy tarde en la vida del yacimiento, el volumen poroso depresionado que se debe llenar antes de tener efecto en la presión del yacimiento, puede ser considerable y demandar un buen período de tiempo para mostrar influencia de la inyección.

#### **1.4.4.2 Inyección en Arreglos o dispersa.**

Consiste en inyectar agua dentro de la zona saturada de petróleo. Así, el agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del medio poroso invadido hacia los pozos productores.

Este tipo de inyección se realiza a través de un número determinado de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores e inyectores. El cual puede ser:

##### **1.4.4.2.1 En línea directa.**

Donde se trata de colocar una línea de pozos inyectores y una línea de pozos productores y así desarrollar el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente a un pozo productor. Gráfica A de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

#### **1.4.4.2.2 Línea alterna.**

Donde se tiene una línea de pozos inyectoros que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que estos últimos están desplazados la mitad de un espaciamiento. Es decir, cada pozo inyector queda ubicado a la mitad de la distancia ente dos pozos productores. Gráfica B de la Figura 1.3.

#### **1.4.4.2.3 Arreglos de 5, 7 y 9 pozos.**

Donde se tiene un pozo productor rodeado de cuatro, seis u ocho pozos inyectoros, o viceversa llamándolos arreglos invertidos. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos. Gráfica C de la Figura 1.3.

Por lo tanto, se puede decir que, a través de la inyección de agua, es posible aumentar la recuperación final de petróleo en la mayoría de los campos o yacimientos, ya sean de arenas, areniscas o carbonatos. Dependiendo su eficiencia además de otros factores como heterogeneidad del yacimiento, calidad y compatibilidad de agua de inyección, ciclicidad y volúmenes de inyección, entre otros factores. Sugiriendo siempre tener un plan de monitoreo adecuado para la toma de decisiones.

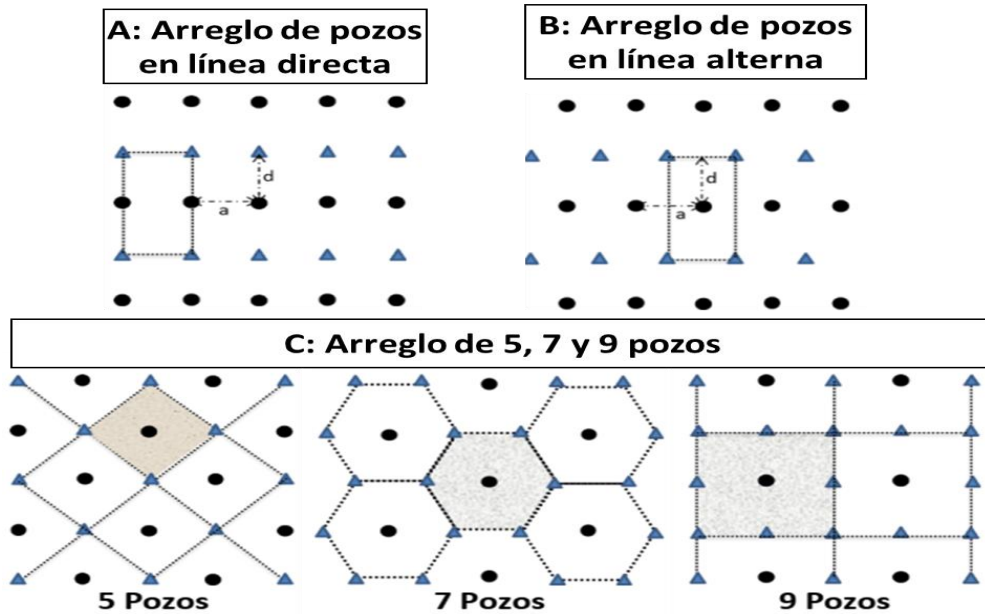


Figura 1.3 Arreglos de inyección de agua. Modificada de (Martínez, 2016)

#### 1.4.5 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUJOS INMISCIBLES

Para definir estos conceptos se asume que la inyección de agua es igual o mayor al volumen con que se explota el yacimiento. (Cobb & Smith, 2012).

El volumen de petróleo desplazado se puede calcular en cualquier momento de un proyecto de inyección si se conocen los siguientes parámetros:

- Petróleo en sitio al inicio de la inyección,  $N$
- Eficiencia de barrido areal,  $E_A$
- Eficiencia de barrido vertical,  $E_V$
- Eficiencia de desplazamiento,  $E_D$

El petróleo desplazado ( $N_D$ ) puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$N_D = N * E_A * E_V * E_D \quad (1.2)$$

Si la saturación de gas al inicio de la inyección de agua es despreciable, el petróleo desplazado  $N_D$ , equivale al producido. Si existe saturación de gas libre, el desplazamiento de petróleo no se producirá hasta que se realice el período de *fillup* o de llenado (devolver el gas libre a solución) (Cobb & Smith, 2012).

La determinación del petróleo en sitio ( $N$ ) antes de la inyección se podrá hacer por métodos convencionales de volumetría o modelos estáticos.

La eficiencia de barrido areal ( $E_A$ ) y la vertical ( $E_V$ ) corresponden a la fracción vertical del reservorio contactada por el agua. Estos parámetros se ven influenciados por el arreglo y espaciamiento de los pozos, distribución de presiones, propiedades de la roca y de los fluidos, y la heterogeneidad del reservorio. La eficiencia areal y vertical determinan la eficiencia volumétrica, que significa el volumen de reservorio contactado por el agua de inyección (Cobb & Smith, 2012). Finalmente, la  $E_D$  corresponde a la eficiencia de desplazamiento y es la fracción de petróleo que será desplazada desde la porción de reservorio contactada o barrida por el agua.

#### 1.4.5.1 Ecuación de flujo fraccional

La ecuación de flujo fraccional relaciona la fracción del fluido desplazante (agua) en el flujo total de dos fases o la fracción móvil de agua connata en algún punto del reservorio (Buckley & Leverett, 1942). Se define como el caudal de agua dividido para el caudal total:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_o + q_w}$$

Donde:

- $f_w$  = fracción de agua en el sistema de flujo
- $q_t$  = caudal de fluido total [BFPD]
- $q_w$  = caudal de agua [BAPD]
- $q_o$  = caudal de petróleo [BPPD]

Si la tasa de fluido desplazado  $q_t$ , es igual a la tasa de inyección de agua  $i_w$ :

$$q_t = q_o + q_w = i_w$$

$$f_w = \frac{q_w}{i_w}$$

$f_w$ , corresponde al corte de agua ( $wc$ ). Por lo tanto, la fracción de petróleo fluyente, o corte de petróleo es:

$$f_o = \frac{q_o}{i_w} = 1 - f_w$$

De acuerdo a la ley de Darcy generalizada para flujo lineal, se obtiene la conocida ecuación de flujo fraccional:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{0.001127 * k_o * A}{\mu_o * i_w} \left( \frac{\partial P_c}{\partial s} - 0.00694(\rho_w - \rho_o) * \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w * k_o}{\mu_o * k_w}} \quad (1.3)$$

Donde:

- $q_o$  = caudal de petróleo a condiciones de reservorio [BPPD]
- $q_w$  = caudal de agua a condiciones de reservorio [BAPD]
- $p_o$  = presión en la fase de petróleo [PSI]
- $p_w$  = presión en la fase de agua [PSI]
- $s$  = distancia al punto de interés del reservorio, medida desde un punto de referencia [pies]
- $A$  = área de la sección transversal del reservorio lineal (w \* h) [pies<sup>2</sup>]
- $\mu_o, \mu_w$  = viscosidad del petróleo y del agua [cp]
- $k_o, k_w$  = permeabilidad efectiva al petróleo y agua a la saturación de agua existente en a la distancia s [mD]
- $\rho_o, \rho_w$  = densidad del petróleo y agua a condiciones de reservorio [lbm/pie<sup>3</sup>]
- $\alpha$  = ángulo medido entre la horizontal y la dirección de flujo en sentido anti horario [grados]

Despreciando los efectos de la gravedad, la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w * k_o}{\mu_o * k_w}}$$

Con lo cual se obtiene la forma más difundida de la ecuación de flujo fraccional.

La ecuación de flujo fraccional permite determinar los caudales relativos de petróleo y de agua en cualquier punto de un medio poroso. Adicionalmente, incorpora en una misma ecuación a las propiedades del fluido, roca, rata de inyección, gradiente de presión, y propiedades estructurales del reservorio, que afectan directamente a la eficiencia de desplazamiento (Cobb & Smith, 2012).

En un escenario donde la rata de inyección y las propiedades del reservorio permanecen constantes, el flujo fraccional es función solamente de la saturación.

Al graficar  $f_w$  vs.  $S_w$  se obtiene la curva de flujo fraccional, la cual permite predecir y analizar el comportamiento de un reservorio durante la inyección de agua.

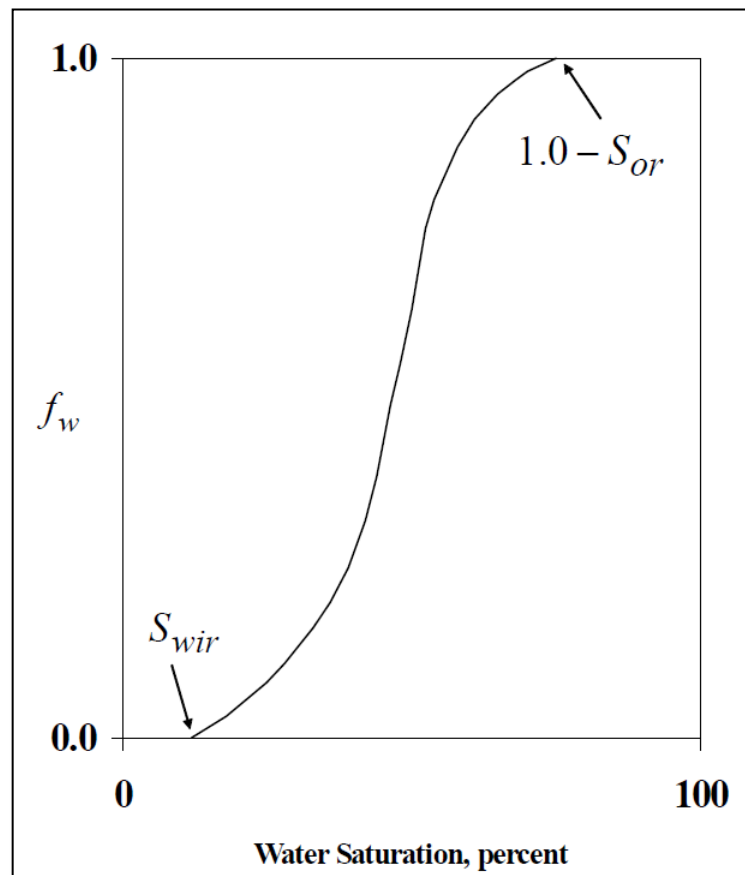


Figura 1.4 Curva típica de flujo fraccional (Cobb & Smith, 2012).

#### 1.4.6 CONCEPTO DE DUMP FLOODING

El sistema dump flooding convencional es una técnica de recuperación secundaria que inyecta agua de una zona de producción de agua a la zona de producción de petróleo en el mismo pozo, básicamente creando dos pozos en uno (Figura 1.5).

El dump flooding se define como el flujo cruzado intencional de agua desde una capa de alta presión hacia una zona productora de petróleo en agotamiento con el fin de mantener la presión. Sin embargo, después de la implementación, es un desafío mantener la

inyectividad óptima en la zona de petróleo inundada sin mediciones y monitoreo directos. Noman, Mehmood y Majeed (2015).

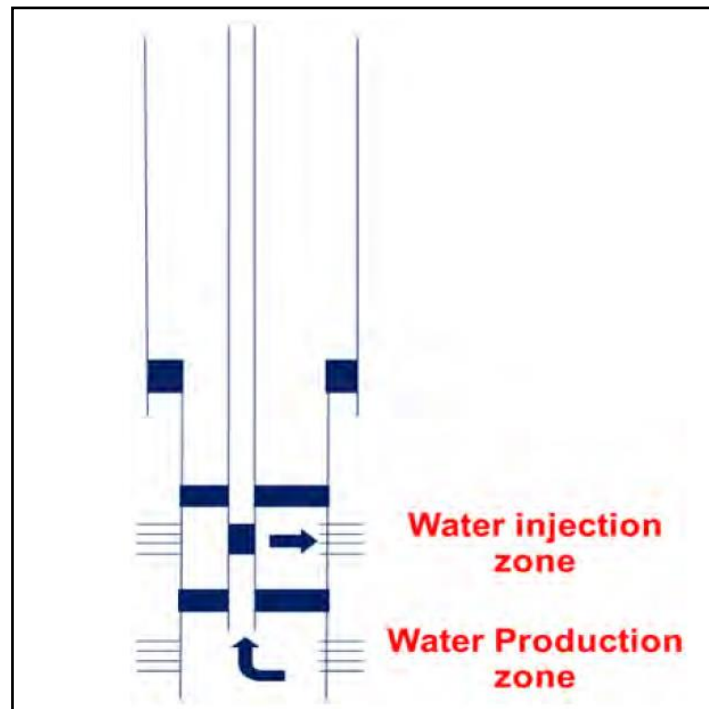


Figura 1.5 Configuración Dump Flooding convencional. Noman, Mehmood y Majeed (2015).

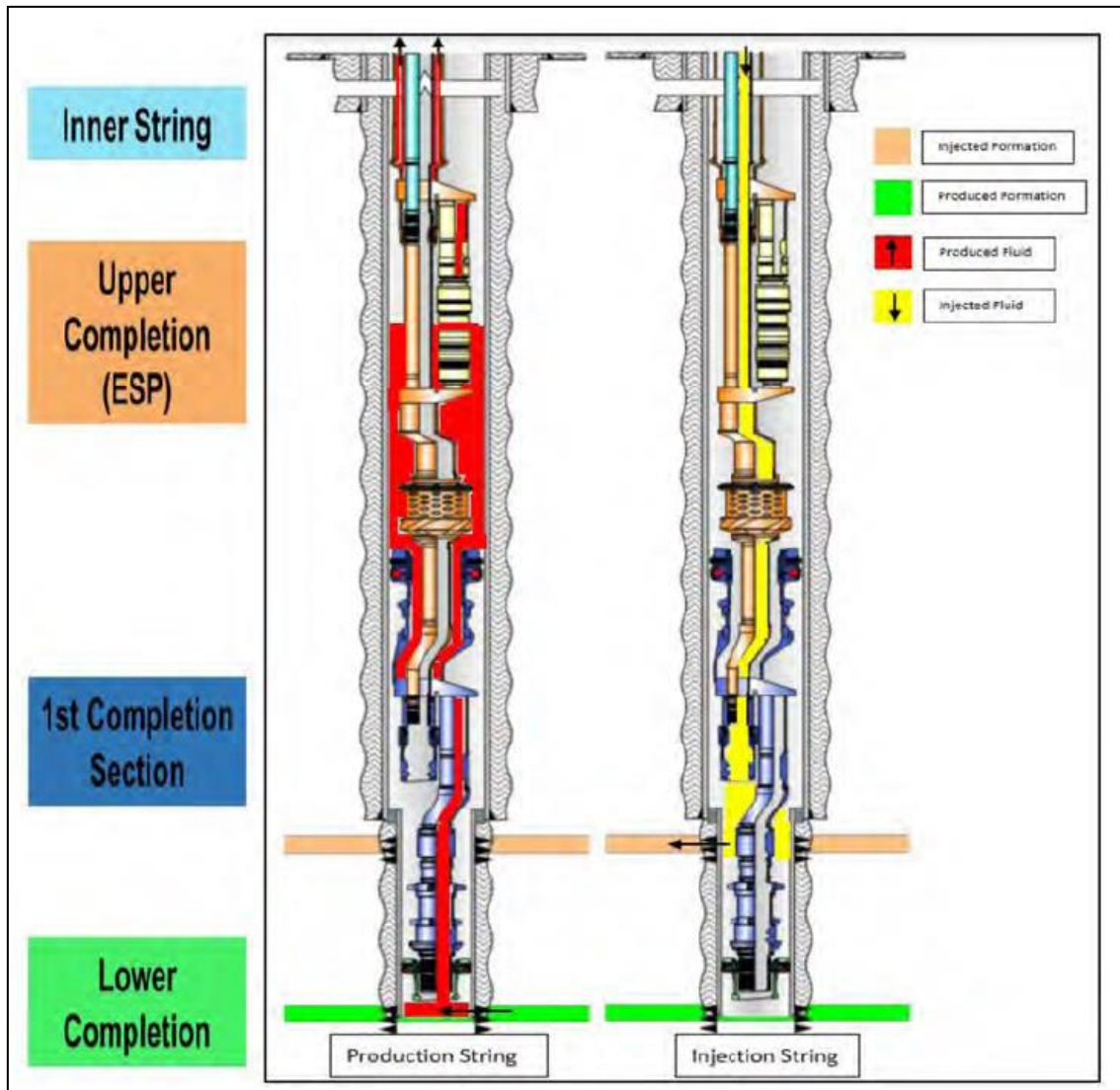
#### 1.4.7 DISEÑO DUMP FLOODING MODIFICADO

La razón principal de la modificación, es que el monitoreo y control en superficie del caudal y la calidad del agua es un requisito del proyecto para cumplir con las regulaciones locales.

En algunas áreas, donde no hay pozos disponibles para convertirlos en productores de agua o inyectores en la misma plataforma, la completación de fondo dump flooding modificado se diseñó para usar un pozo como productor de agua e inyector usando el mismo sistema de superficie cerrada que tiene el waterflooding convencional, donde un pozo productor de agua está conectado a un pozo inyector.

El proceso de ingeniería y diseño aprovecha un acuífero más profundo de baja salinidad con agua de excelente calidad. El agua del acuífero se produce a través de una bomba ESP, que también se utiliza para inyectar el agua con la presión requerida por el reservorio de petróleo (Figura 1.6.)





**Figura 1.6 Completación Dump Flooding modificada. Las flechas muestran la trayectoria del flujo desde la formación de producción hasta la superficie y luego hacia la formación de inyección. Esquema completación Schlumberger.**

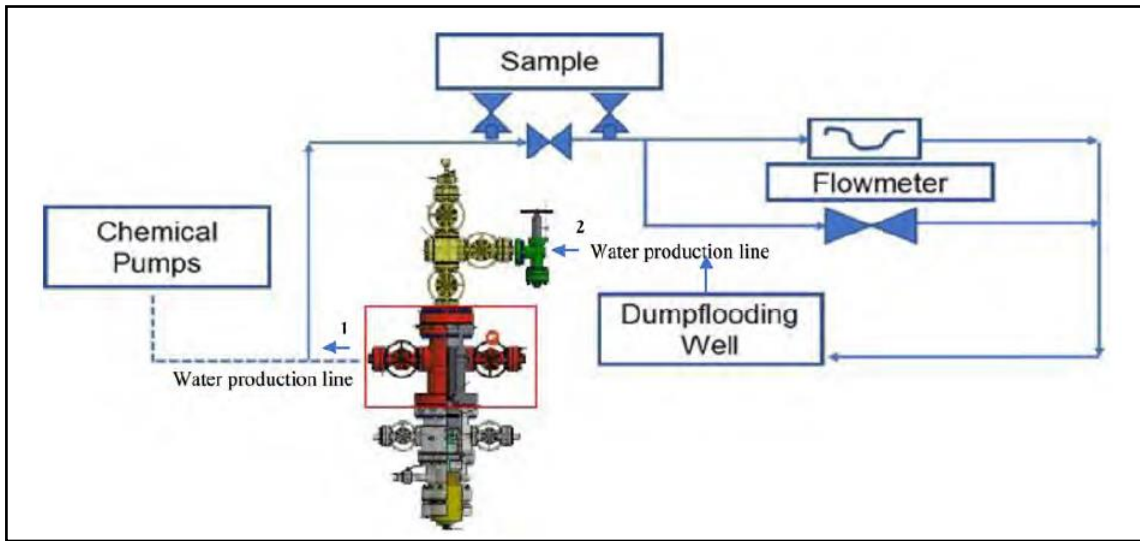
La completación incluye cuatro sartas principales que se muestran en la Figura 1.6. La completación de fondo es esencialmente un packer que aísla la zona de producción de agua. En la primera sección de la completación, incluye otro packer en la parte superior y unidades de sello en la parte inferior para conectarse a la completación de fondo. Esta sarta aísla la zona de petróleo donde tiene lugar la inyección de agua.

La siguiente sarta es de la completación superior, donde el ESP está conectado a un soporte de bomba. Esta sarta va hasta la cabeza del pozo y en la parte inferior está conectada a la primera sección de la completación con unidades de sello. La sección

final de la completación es un InnerString que se coloca dentro de la completación superior, como se muestra en el diagrama con flechas de la Figura 1.6.

El agua producida sube a través de la primera sección de la completación, cruzando de la tubería hacia el anular del revestidor a través de un cross-over de flujo, luego el fluido pasa por una bomba ESP, para continuar hacia el espacio anular de la completación superior mediante otro cross-over de flujo, en superficie, el agua pasa por un manifold para su medición y llega al pozo a través del InnerString y la completación superior para finalmente inyectarse en la zona de petróleo.

El sistema cerrado en superficie, donde se mide el caudal de agua con un medidor de flujo y se verifica la calidad del agua, se muestra en la Figura 1.7. Este sistema se puede utilizar dado que no necesita tratamiento de agua gracias a la buena calidad del reservorio utilizado en este estudio (baja salinidad, sin sólidos, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S o Fe). Además, el sistema evita el contacto con el oxígeno, minimizando futuros problemas de corrosión.



**Figura 1.7 Sistema de superficie cerrado Dump Flooding. Se mide el volumen de agua y se verifica la calidad. Esquema Schlumberger.**

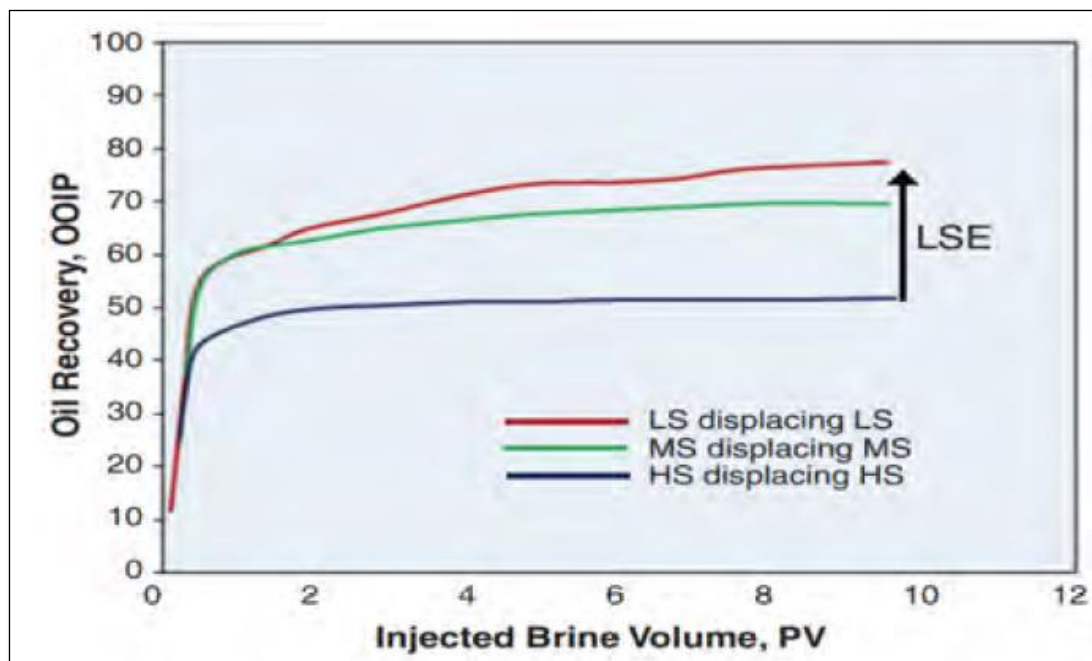
Este sistema de superficie para el diseño dump flooding modificado eliminó la necesidad de tuberías de agua a alta presión para conectar dos pozos (productor de agua e inyector) en diferentes plataformas; por lo tanto, se minimiza el impacto ambiental, además, el tiempo de construcción de las instalaciones de superficie y la inversión se reducen drásticamente con esta solución.

#### **1.4.8 BENEFICIO DEL AGUA DE BAJA SALINIDAD EN WATERFLOODING.**

Para los casos descritos en este proyecto de titulación, la salinidad del agua inyectada oscila entre 200 y 300 ppm, y la salinidad del agua connata oscila entre 3,000 ppm y 65,000 ppm. Esta implementación también es de bajo costo en comparación con otras técnicas, y la formación de la fuente de agua contiene un acuífero virtualmente infinito (Hollín Inferior), lo que garantiza las altas tasas de inyección requeridas para los yacimientos de petróleo de baja presión.

Morrow y Muckley (2011) explicaron cómo la diferencia entre la salinidad del agua connata y la inyectada afecta las curvas de recuperación, como se muestra en la Figura 1.8. Para los casos en los que no hay cambio en la composición iónica entre el agua connata y la inyectada, el aumento en la recuperación con agua de baja salinidad muestra claramente las mejoras en la recuperación resultantes del efecto de baja

salinidad (LSE con sus palabras en inglés), en el que el agua la baja salinidad ayuda a disolver los minerales solubles en los carbonatos o areniscas.



**Figura 1.8 Recuperación waterflood vs volumen de poro (PV), mostrando LSE para LSW en Swi. Los experimentos se realizaron en tapones de núcleo de la arenisca Berea (De Morrow y Buckley 2011).**

Este efecto se puede aplicar en proyectos nuevos y existentes de inyección de agua en tierra o mar adentro. además, puede usarse solo o junto con otras técnicas de recuperación mejorada de petróleo (eor), por ejemplo, inyección de polímeros, como habilitador de tecnología. también puede aliviar los problemas asociados con la inyección de agua convencional, como la formación de incrustaciones y la acidificación.

#### **1.4.9 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA**

Al igual que todos los proyectos vinculados con la explotación de hidrocarburo, la inyección de agua se analiza por medio de criterios de evaluación económica como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la inversión PRI.

#### **1.4.9.1 Valor Actual Neto (VAN)**

Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia ente todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

#### **1.4.9.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Con el criterio de la Tasa Interna de Retorno, se evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

#### **1.4.9.3 Período de Recuperación de la inversión (PRI)**

El PRI determina el número de períodos en el que se recupera la inversión de un proyecto (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

El actual proyecto de titulación utilizó a la investigación aplicada, descriptiva y cuantitativa como parte fundamental de estudio, ya que lleva los conocimientos a la práctica y ser útil para la sociedad, el objetivo principal fue describir los datos que se obtienen de un fenómeno o la situación en concreto, la investigación se basó en datos numéricos que se utilizaron para realizar mediciones y comparaciones, estas fueron analizadas con investigación longitudinal, ya que tienen un tiempo de análisis concreto.

Se realizó la caracterización geológica del área en el proyecto de recuperación secundaria del reservorio U Inferior en el campo ESPOL, alcanzando: correlaciones estructurales y estratigráficas del reservorio U Inferior, mapas estructurales, mapas de espesor neto de arena, información y registros especiales de pozos aledaños, descripción e interpretación del ambiente de depositación. La incorporación e integración de toda esta información, ayudó de manera efectiva y eficiente a la caracterización del reservorio, esto permitió la ubicación estratégica del pozo a ser utilizado como dump flooding en la locación PM del campo ESPOL.

La caracterización petrofísica de los reservorios implicados: U Inferior y Hollín Inferior, ayudó a entender de mejor manera el comportamiento del yacimiento, se analizó los resultados petrofísicos convencionales de porosidad y permeabilidad, logrando clasificar y caracterizar diferentes tipos de roca según rangos de permeabilidad.

Con ideas claras en la caracterización geológica, petrofísica y arreglos de inyección de agua. Modificada de (Martínez, 2016), se aplicó el mecanismo dump flooding, que permitió optimizar costos asociados a la perforación de un pozo inyector y facilidades de superficie requeridas para un sistema de inyección, en este caso específico, a través de un mismo pozo se utilizó el agua producida de Hollín Inferior e inyectada en la arenisca U Inferior para fines de mantenimiento de presión en el reservorio y mejoramiento en el factor de recobro. Con este mecanismo no se tiene la necesidad de almacenar el agua producida en superficie, así como de perforar un pozo inyector adicional.

Se estimó ratas de inyección y producción con análisis nodal, esta variable tiene un componente económico alto, desde el punto de vista técnico dependen de: la calidad de la roca, del tipo de fluido, del espaciamiento y sobre todo de la presión del yacimiento.

Una vez definido el volumen a inyectar, se pronostica el tiempo de vida del proyecto y el valor de reservas a recuperar en cada inyector presente. Una forma de realizar este tipo de análisis es mediante balance de materia y la eficiencia de barrido, dividiendo al reservorio en volumen desplazado por el agua y volumen no desplazado.

Fue necesario el monitoreo constante en pozos cercanos y así tener el seguimiento de la efectividad del sistema en el mantenimiento de presión y aumento del factor de recobro, con ayuda de datos históricos de producción del Pad PM del campo ESPOL, se analizó el incremental de petróleo con recuperación primaria y secundaria para comparar la eficiencia del proyecto con inyección de agua en el reservorio U Inferior.

Se utilizó software de soporte para el desarrollo del presente proyecto como Petrel, Techlog y OFM, como también la ayuda de tablas de cálculo y gráficas comparativas.

## **2.1 UBICACIÓN.**

El PAD PM del campo ESPOL se encuentra localizado en la Cuenca Oriente del Ecuador dentro del corredor estructural-petrolífero central o también llamado Corredor Sacha – Shushufindi. La cuenca oriente está en una posición de cuenca ante país transarco de los andes ecuatorianos.

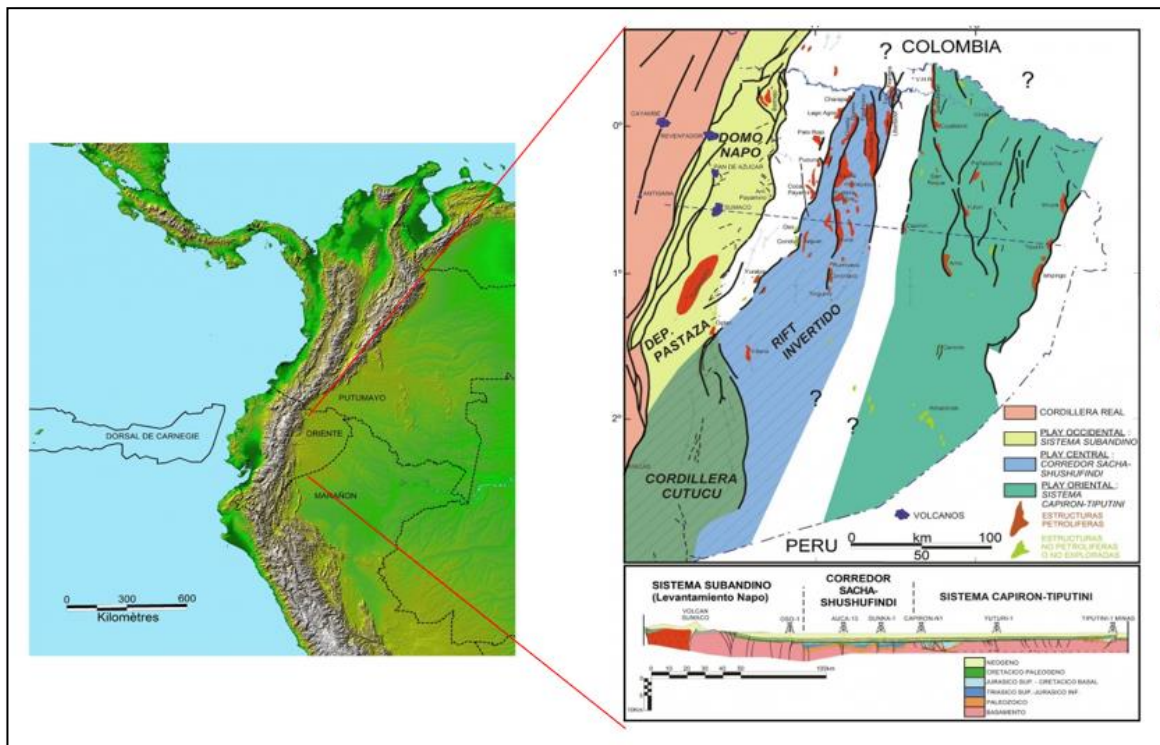


Figura 2.9 Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

## 2.2 GEOLOGÍA.

### 2.2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

#### 2.2.1.1 Síntesis Geología Regional

La cuenca oriente presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, de edades del paleozoico al cuaternario, con espesores que oscilan entre los 8,000 a 12,000 metros, estos sedimentos descansan sobre un substrato precámbrico; el detalle de las secuencias se muestra en la columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlan el desarrollo de la cuenca oriente y sus sistemas petrolíferos (Figura 2.10), desarrollada entre el cratón guayano - brasileño al este y el arco volcánico andino al oeste, donde evoluciona en una serie de eventos tectónicos y sedimentarios. La cuenca se extiende desde Venezuela al norte, hasta Bolivia al sur.



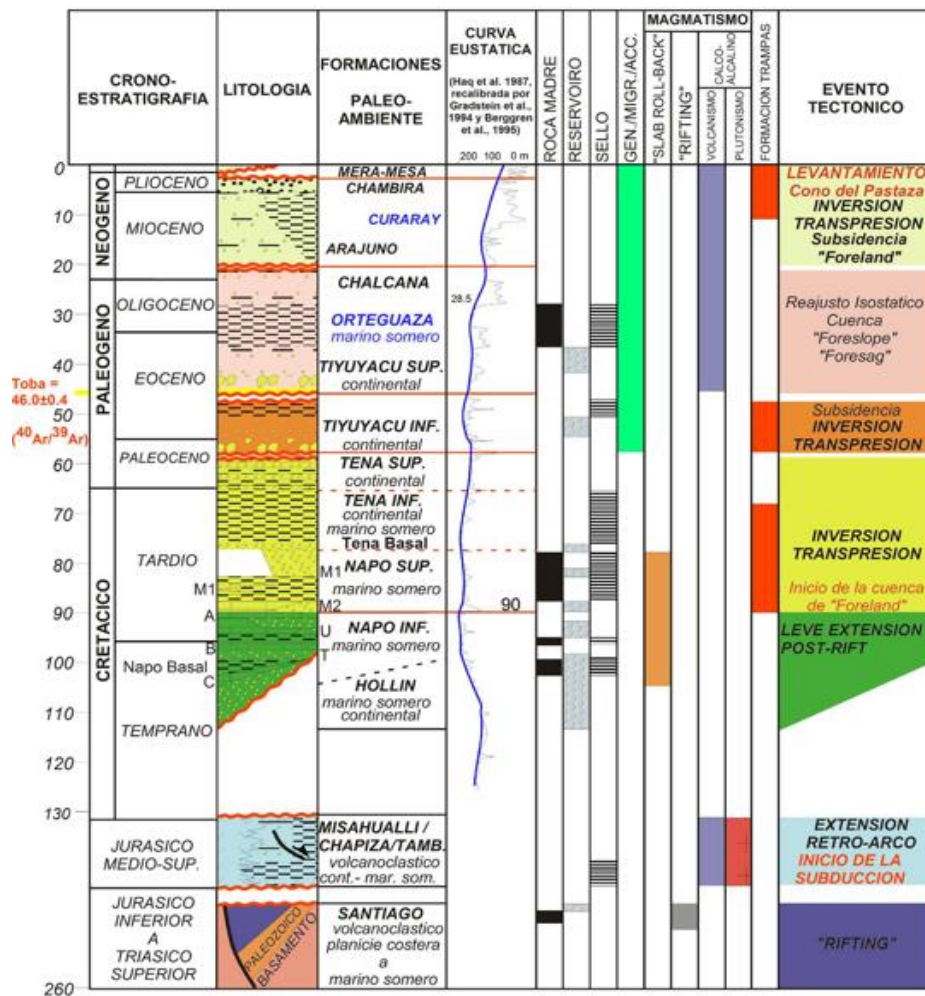
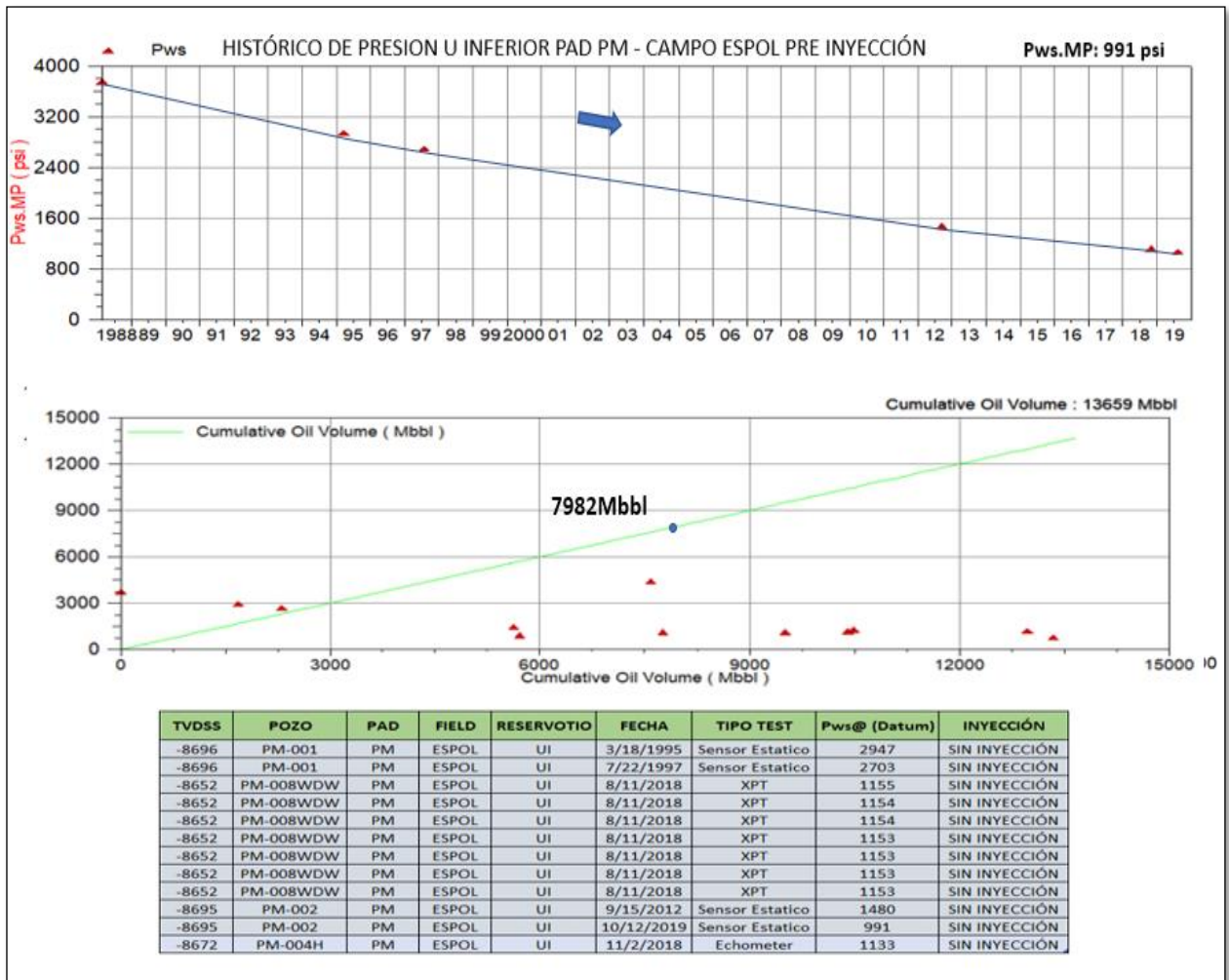


Figura 2.10 Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlan el desarrollo de la cuenca oriente y sus sistemas petrolíferos (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

### 2.3 DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

La presión original del yacimiento U Inferior fue de ~ 3759 psi. Este valor se registró en el año 1988, al inicio de la explotación del reservorio en el pozo PM-001. Con la perforación de dos pozos en el año 2012, la presión había descendido hasta aproximadamente ~1480 psi. En la última campaña de perforación entre el 2018 y 2019 se perforó 5 pozos, la presión del reservorio fue de ~ 991 psi, lo que indica que el reservorio declinó en un ~ 73% del valor inicial y un acumulado de petróleo por recuperación primario de 7.9 Mbbl previo al inicio de la inyección en marzo del 2019.

## HISTORIAL DE PRESIONES ESTÁTICAS U INFERIOR

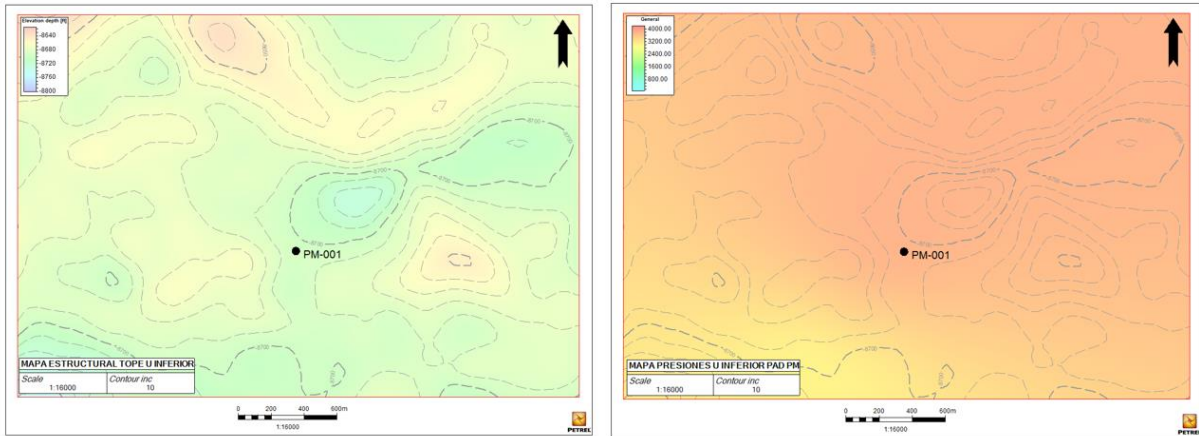


**Figura 2.11** Historial de Presiones estáticas en el yacimiento U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

En la Figura 2.12 Y 2.13 indica la presión inicial de reservorio y su declinación luego de perforar 6 pozos productores del reservorio U Inferior al 2019.

Caída de presión ~ 2700 PSI.

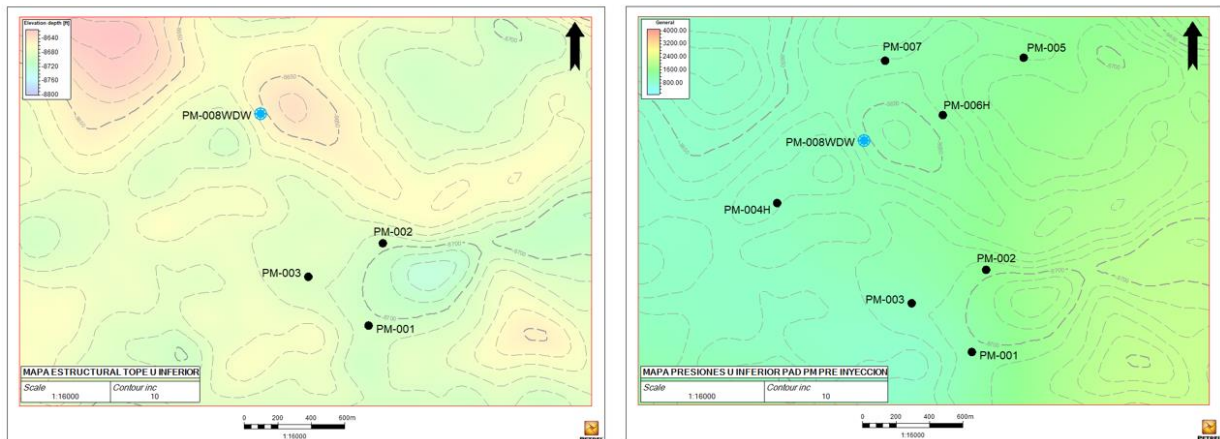
PRESION INICIAL DE RESERVORIO U INFERIOR PAD PM



TVDSS	POZO	PAD	FIELD	RESERVOTIO	FECHA	TIPO TEST	Pws@ (Datum)	INYECCIÓN
-8696	PM-001	PM	ESPOL	UI	2/19/1988	Sensor Estatico	3759	SIN INYECCIÓN

Figura 2.12 mapa de presión inicial de reservorio U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

PRESION PRE INYECCIÓN RESERVORIO U INFERIOR PAD PM 2019



TVDSS	POZO	PAD	FIELD	RESERVOTIO	FECHA	TIPO TEST	Pws@ (Datum)	INYECCIÓN
-8696	PM-001	PM	ESPOL	UI	3/18/1995	Sensor Estatico	2947	SIN INYECCIÓN
-8696	PM-001	PM	ESPOL	UI	7/22/1997	Sensor Estatico	2703	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1155	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1154	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1154	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1153	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1153	SIN INYECCIÓN
-8652	PM-008WDW	PM	ESPOL	UI	8/11/2018	XPT	1153	SIN INYECCIÓN
-8695	PM-002	PM	ESPOL	UI	9/15/2012	Sensor Estatico	1480	SIN INYECCIÓN
-8695	PM-002	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	991	SIN INYECCIÓN
-8672	PM-004H	PM	ESPOL	UI	11/2/2018	Echometer	1133	SIN INYECCIÓN

Figura 2.13 mapa de presiones 2022 reservorio U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

La tasa de declinación aumenta a medida que se incrementa la perforación, por tal motivo la implantación de recuperación secundaria con inyección de agua es la estrategia que se aplicó al Pad PM del Campo ESPOL.

## 2.4 CONTINUIDAD DEL RESERVORIO.

De acuerdo a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la declinación en el yacimiento es uniforme en toda el área, por lo que se asume que a pesar de su carácter estratigráfico, el reservorio U Inferior en el Pad PM del Campo ESPOL, está asociado una sola unidad hidráulica con cambios laterales de facie que están comunicados.

Para corroborar la existencia de un reservorio comunicado, se usaron correlaciones geológicas, petrofísica y datos de producción de los pozos perforados, como el grado °API (17-18) del hidrocarburo y la salinidad promedio del agua de formación (33000 - 35000 [ppm Cl]). (Fuente OFM 2022, ESPOL)

### 2.4.1 ANÁLISIS GEOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DEL Pad PM - Campo ESPOL.

Estructuralmente se observa un anticlinal ligeramente ondip hacia la parte norte del PAD PM, sin presencia de fallas que indiquen saltos considerables (Figura 2.14).

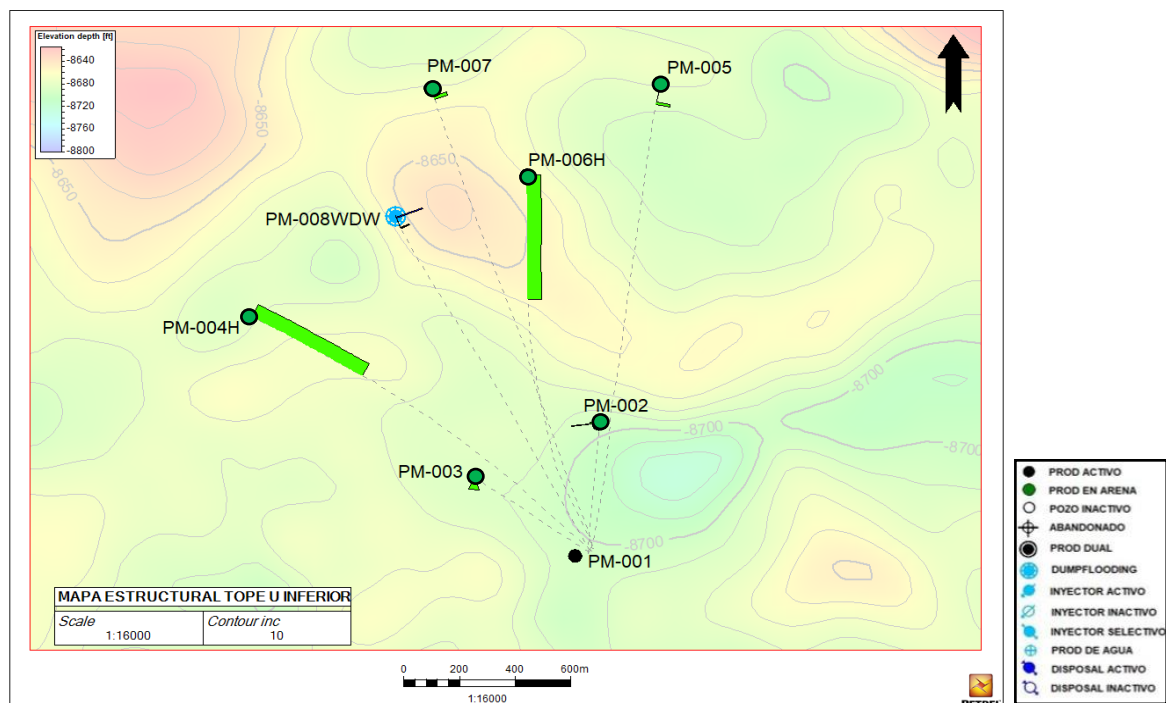


Figura 2.14 Mapa Estructural al tope U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

En las correlaciones estructurales, tanto E-O y N-S se puede apreciar de mejor manera que no presenta saltos considerables que cierren estructuralmente la continuidad del

reservorio U Inferior, e impida la comunicación hidráulica entre pozos. (Figura 2.15, Figura 2.16)

### Correlaciones estructurales Pad PM – Campo ESPOL

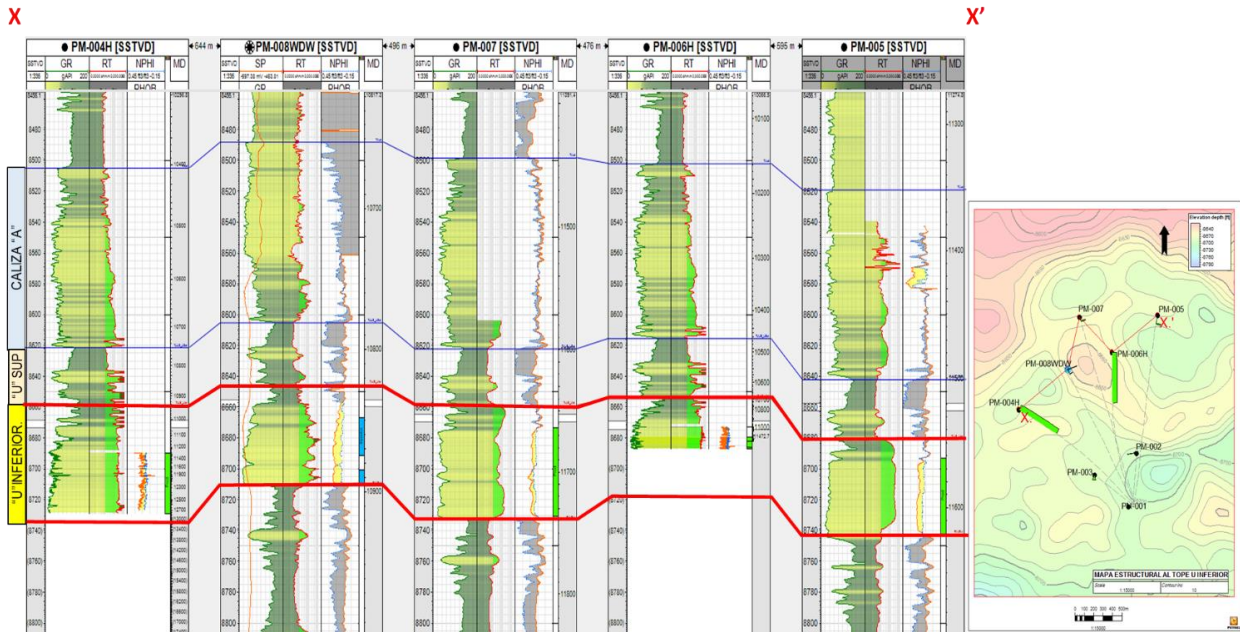


Figura 2.15 Correlación Estructural E-O, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

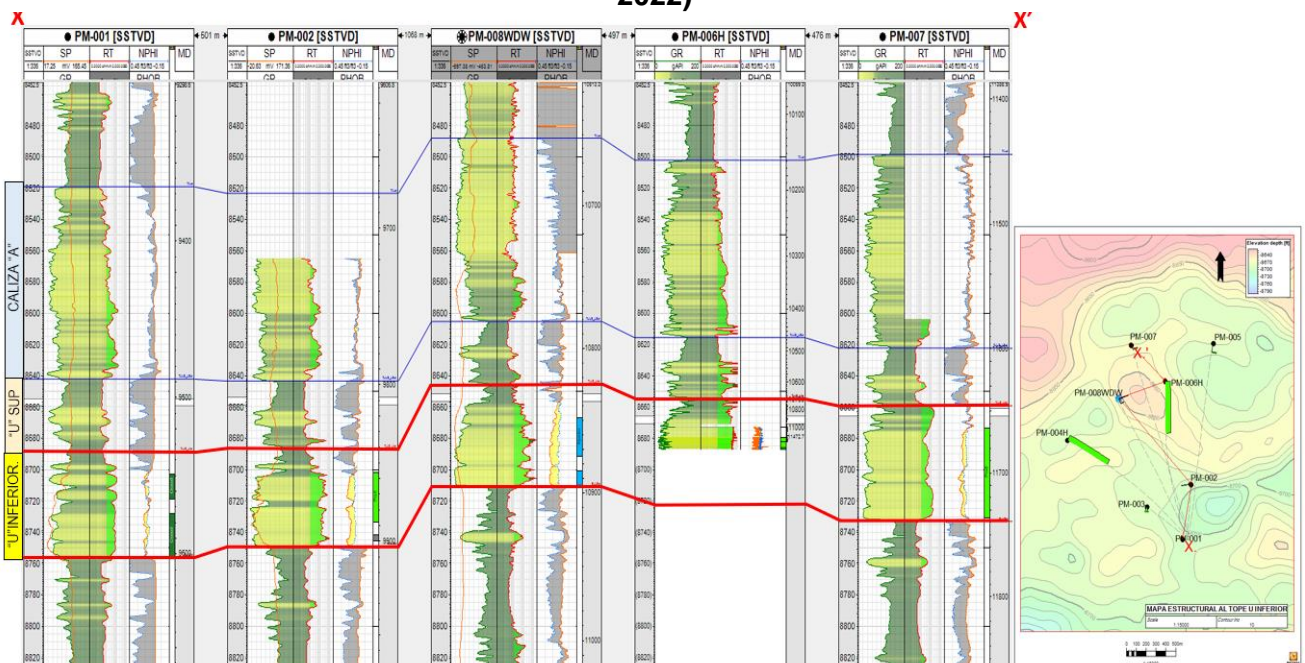
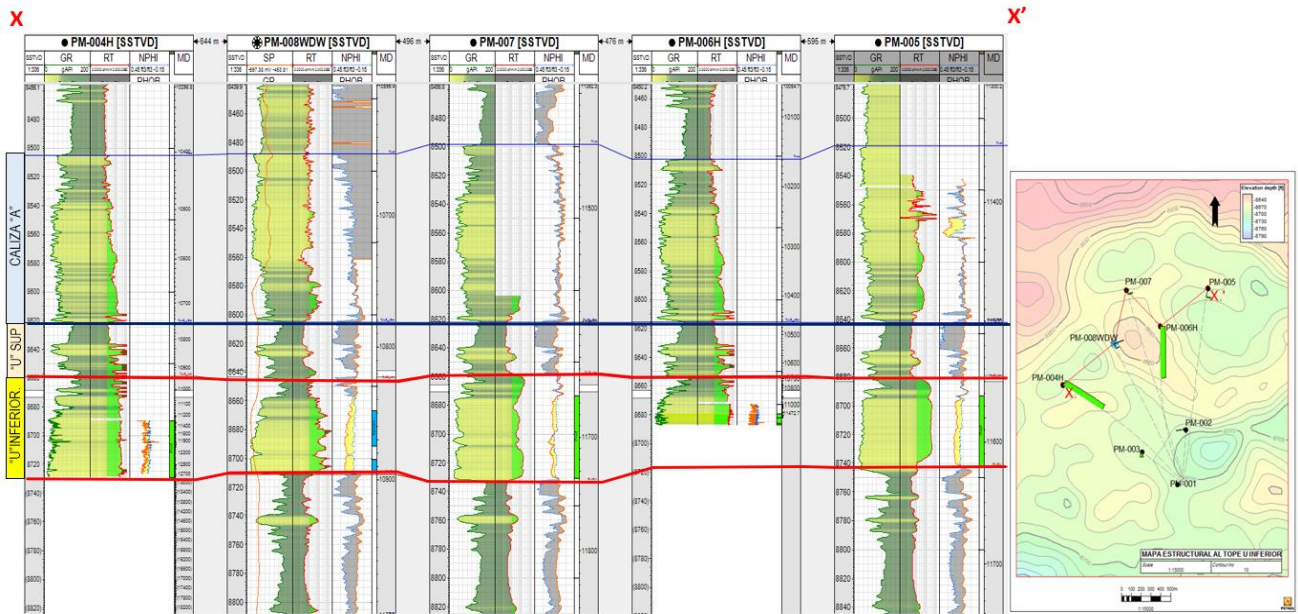


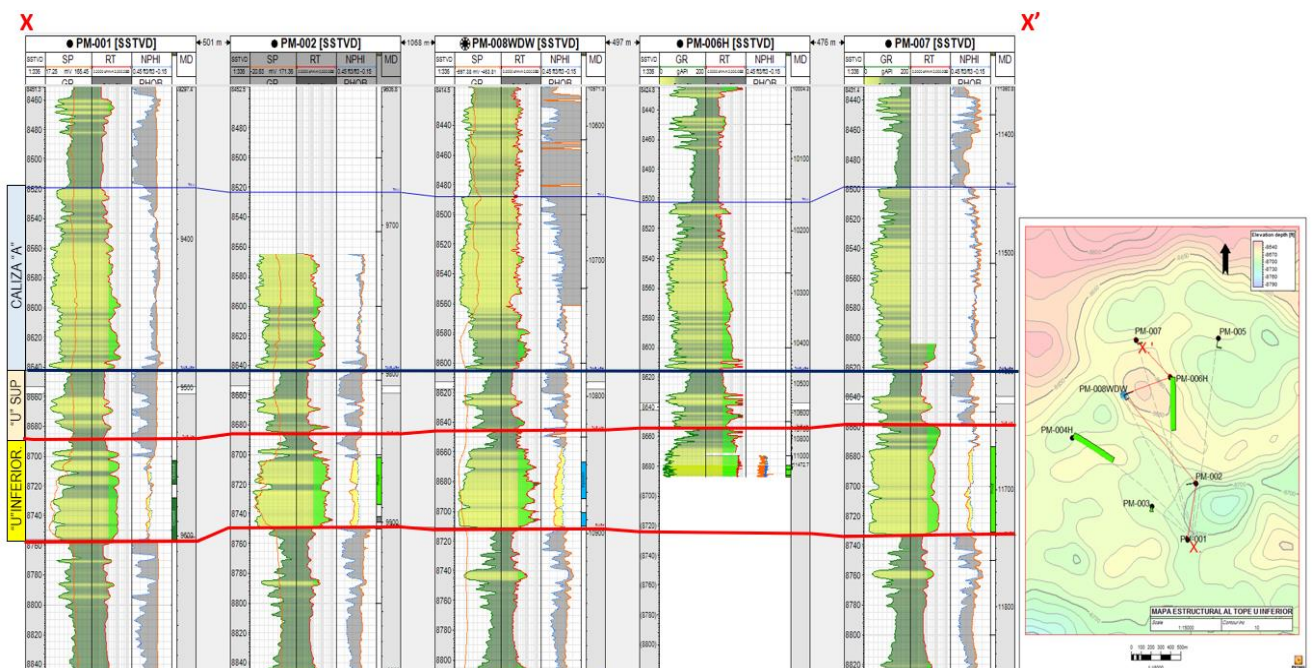
Figura 2.16 Correlación Estructural N-S, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

Estratigráficamente la continuidad lateral y espesor de U Inferior es constante tanto este-oeste como norte-sur (espesor promedio 50ft), se observa ligeros cambios laterales de facie en la parte media del reservorio identificados en la perforación como areniscas con matriz arcillosa y finas intercalaciones de caolinita y sedimentos carbonosos.

### Correlaciones estratigráficas Pad PM – Campo ESPOL



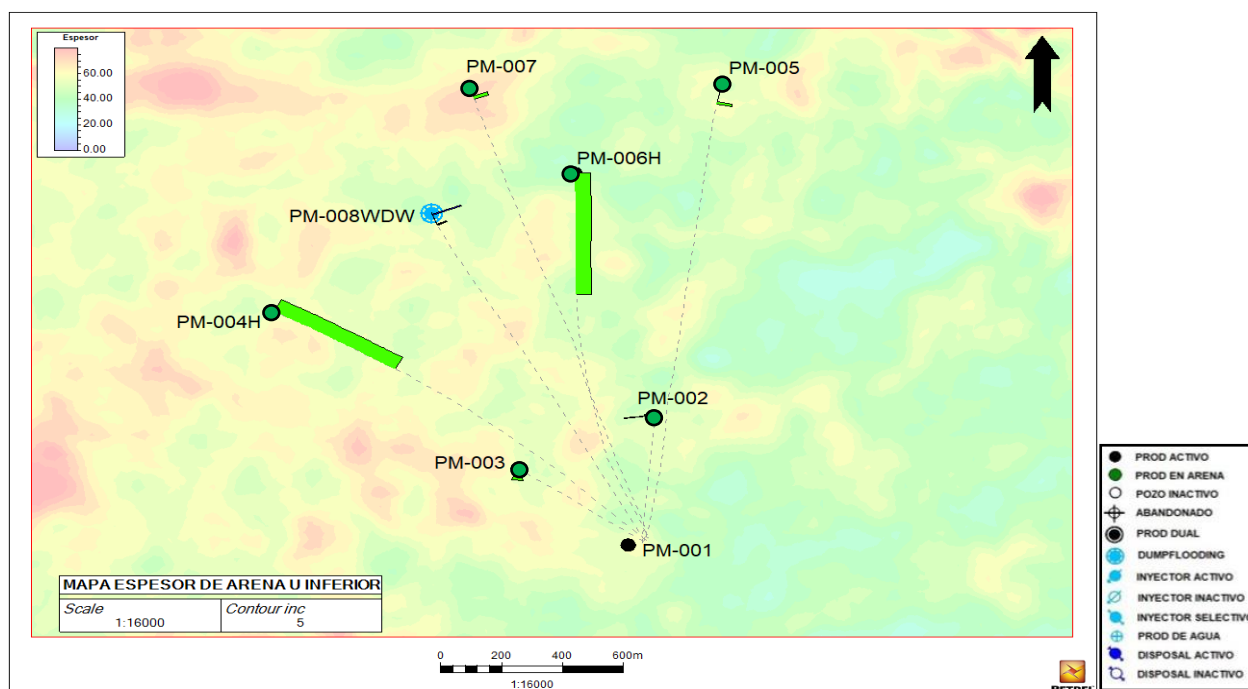
**Figura 2.17 Correlación Estratigráfica E-O, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)**



**Figura 2.18 Correlación Estratigráfica N-S, U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)**

La distribución de arenisca, es uniforme en todo el PAD PM, esto se ajustó con datos de los pozos perforados, observando mayor desarrollo hacia la parte NO-SO del pozo inyector PM-008WDW. (Figura 2.19)

Estudio de núcleos de campos vecinos, indica que el ambiente de depósito de U Inferior es un sistema estuarino dominado por mareas y dirección de deposición SE-NO



**Figura 2.19 Mapa de distribución de arena U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)**

### 2.4.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL Pad PM - Campo ESPOL.

Para la caracterización petrofísica del reservorio y confirmar la continuidad en U Inferior, se analizó la calidad de roca en función de la permeabilidad y porosidad total que se adquirió con registros eléctricos en los pozos perforados, saturación de agua, resistividades, densidades y correlaciones petrofísicas que confirmen comunicación efectiva en el reservorio (Figura 2.20).

POZO	RESERVORIO	TOPE	BASE	NET GROSS	NET PAY	Vsh Promedio	PHIE Promedio	Sw Promedio	K Promedio
PM - 001	U INFERIOR	9521	9574	53	50	0.15	0.18	0.06	1297.1
PM - 008WDW	U INFERIOR	9521	9574	53	50	0.15	0.18	0.06	1297.1
PM - 002	U INFERIOR	9550	9604	54	42	0.10	0.17	0.05	906.9
PM - 003	U INFERIOR	9544	9602	58	51	0.15	0.19	0.07	1335.5
PM - 004H	U INFERIOR	9535	9593	57	37	0.11	0.18	0.04	1116.0
PM - 006H	U INFERIOR	9528	9547	19	9	0.13	0.16	0.02	720.5
PM - 005	U INFERIOR	9552	9606	54	47	0.09	0.17	0.05	821.0
PM - 007	U INFERIOR	9538	9596	59	55	0.14	0.14	0.11	382.4

**Figura 2.20. Datos petrofísicos U Inferior Pad PM campo ESPOL. (Fuente OFM ESPOL 2022)**

La calidad de roca que se tiene en el Pad PM para U Inferior es tipo 0 a 3, se lo determinó según ensayos realizados a núcleos de campos vecinos según lo demuestra la Figura 2.21.

Tipos de Roca para Campo ESPOL			
Tipo de Roca	Permeabilidad K (mD)	Porosidad Total PHIT (%)	Probabilidad
0	$2000 < K \leq 5000$	$> 20$	Escaso
1	$700 < K \leq 2000$	$> 17$	Común
2a	$300 < K \leq 700$	$> 15$	Común
2b	$100 < K \leq 300$	$> 12$	Común
3	$10 < K \leq 100$	$> 5$	Común
4	$0.01 < K = 10$	$> 1$	Común

Figura 2.21. Tipo de roca para el Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

Las propiedades petrofísicas de la roca en el reservorio U Inferior mantienen sus características en toda el área analizada, tanto E-O, como N-S, según se puede observar en las correlaciones de las Figuras 2.22 y 2.23.

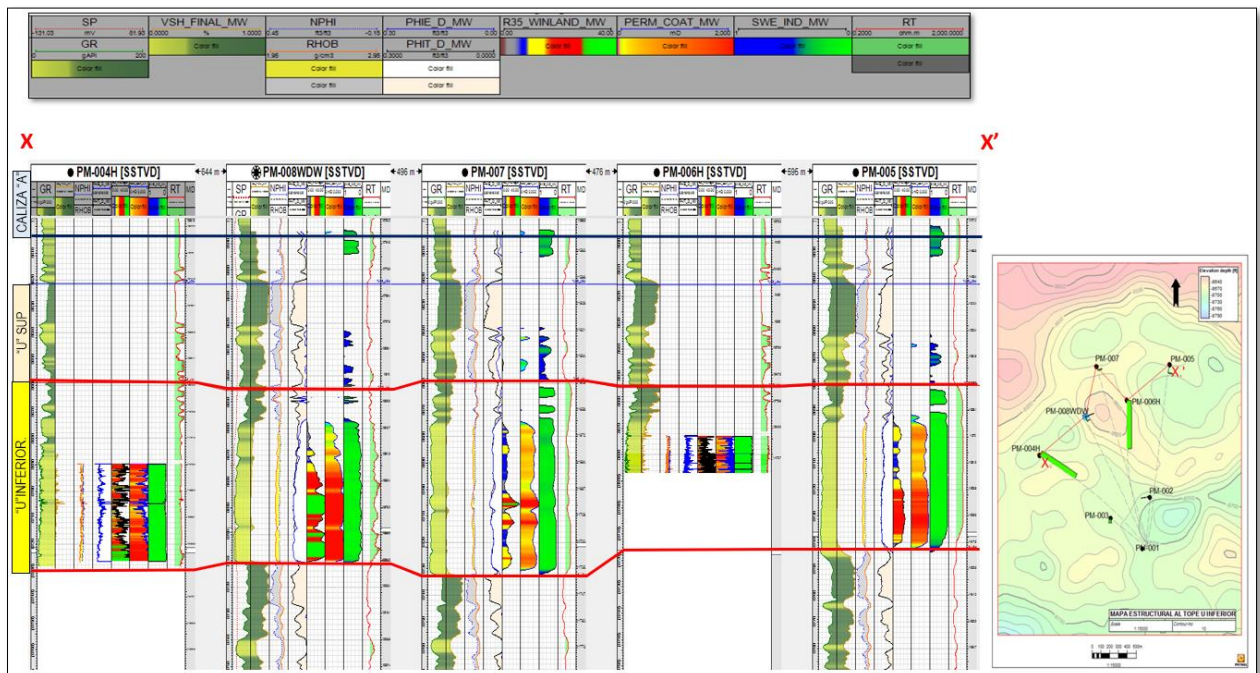


Figura 2.22. Correlación Petrofísica E-O, U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)



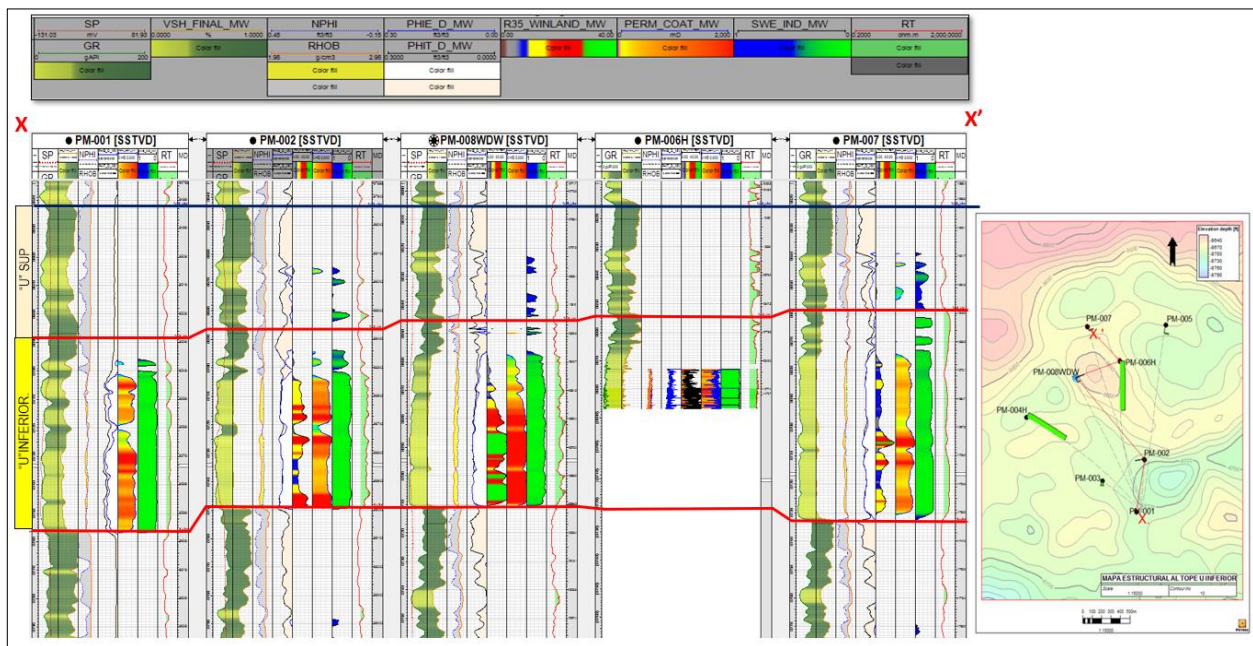


Figura 2.23. Correlación Petrofísica N-S, U Inferior Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

### 2.4.3 MODELO ESTÁTICO CAMPO ESPOL

Con los datos obtenidos en la perforación de nuevos pozos se actualizó el modelo estático para el Pad PM del Campo ESPOL, observando continuidad del reservorio U Inferior. Permeabilidad, porosidad y saturación de agua no presentan variaciones drásticas, confirmando que el reservorio es de tipo estratigráfico con variaciones laterales de facie e hidráulicamente comunicadas.

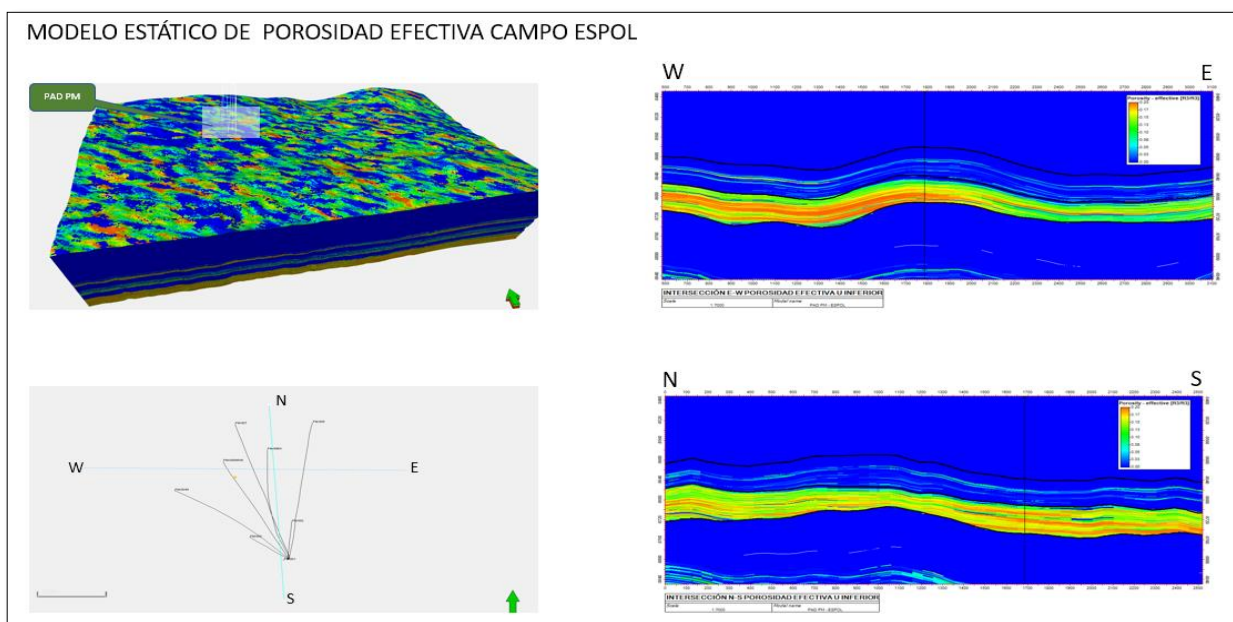
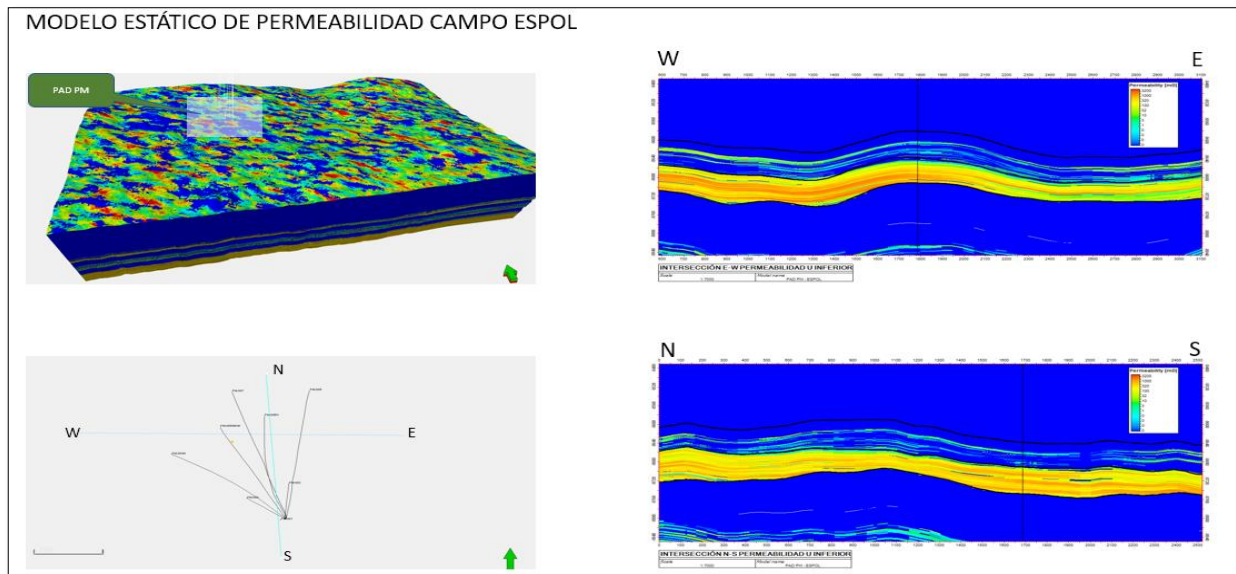
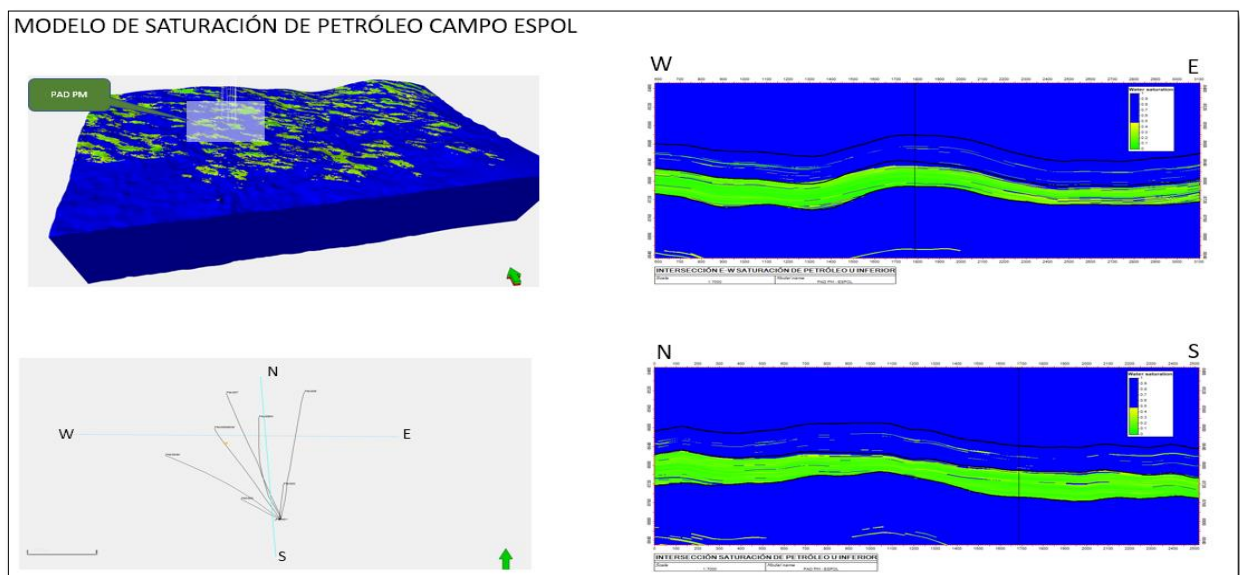


Figura 2.24. Modelo Estático Porosidad Efectiva - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)



**Figura 2.25 Modelo Estático Permeabilidad - Campo ESPOL (Fuente ESPOL, 2022)**



**Figura 2.26 Modelo Estático Saturación - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)**

Los valores proporcionados por el modelo se indican a continuación:

Porosidad Efectiva (%): 0.15 – 0.20

Permeabilidad (mD): 100 => 2000

Saturación de agua (%): 0.01 – 0.15

## 2.5 FACTOR DE RECOBRO POR RECUPERACIÓN PRIMARIA.

A partir del volumen de producción previo al inicio de la inyección de agua, el Factor de Recobro (FR) por concepto de recuperación primaria se calculó en 13.9%.

El valor se obtuvo mediante la fórmula:

$$FR_{\text{antes de la RS}} = \frac{\sum_n Np_{\text{pozo}}}{POES} \times 100\% \quad (2.4)$$

Donde:

$FR_{\text{antes de la RS}}$ : Factor de Recobro antes de la inyección de agua.

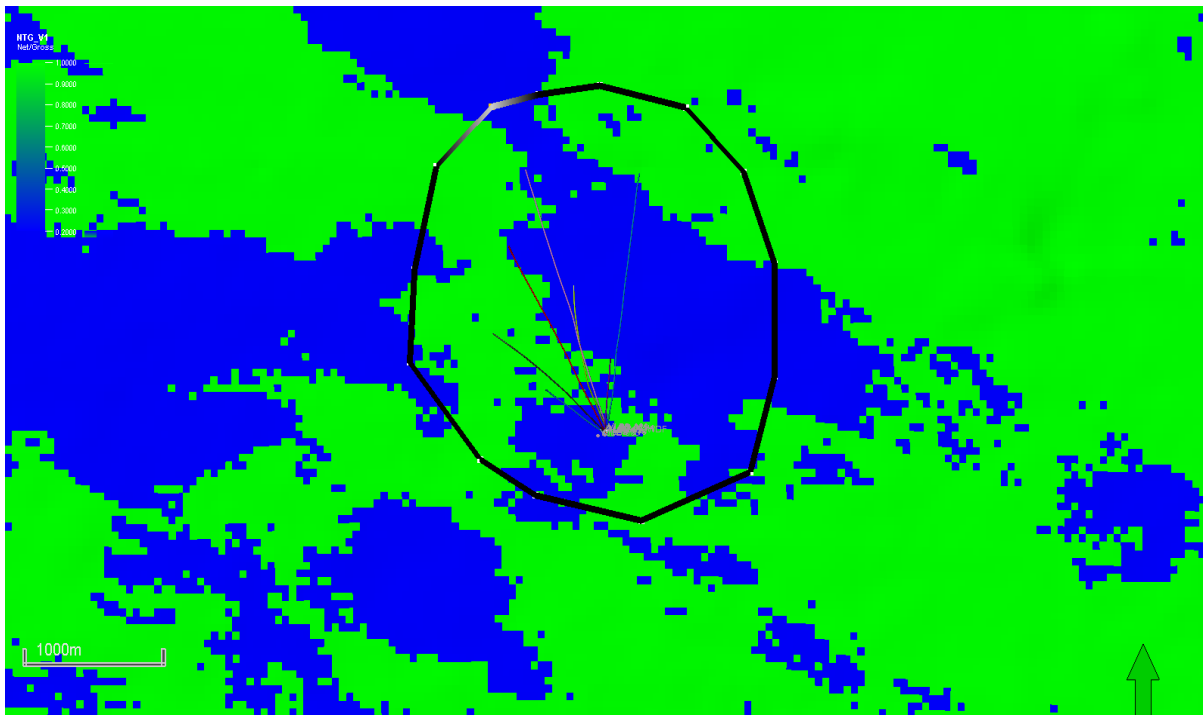
$Np$ : Volumen acumulado de producción de petróleo por recuperación primaria.

$POES$ : Petróleo Original en Sitio del área de inundación calculado por modelo.

El acumulado de petróleo de U Inferior se obtuvo mediante la suma de todos los pozos involucrados en el área de estudio, antes del inicio de la inyección de agua.

$$FR_{\text{antes de la RS}} = \frac{7.9 \text{ [MMbbls]}}{56.7 \text{ [MMbbls]}} \times 100\%$$

$$FR_{\text{antes de la RS}} = 13.9\%$$



CASO	Bulk Volumen (Acres.ft)	Net Volumen (Acres.ft)	Pore Volumen (RB)	HCPV OIL (RB)	STOIIP (in oil) STB
PAD PM - CAMPO ESPOL	70241	62804	75796352	65211272	56705455

Figura 2.27 Delimitación área cálculo POES - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

## 2.6 CONFORMACIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN PARA RECUPERACIÓN SEGUNDARIA.

La depleción de la presión del reservorio, el incrementar la producción de petróleo y factor de recobro, extender el periodo de explotación del campo en el reservorio U Inferior, hizo que la recuperación por inyección de agua sea la estrategia perfecta para cumplir con el objetivo.

Con el resultado de los estudios previos que confirman la continuidad y comunicación hidráulica del reservorio U Inferior en el Pad PM, se decidió utilizar un patrón de inyección 7 pozos (Figura 2.28).

# PATRÓN DE INYECCIÓN

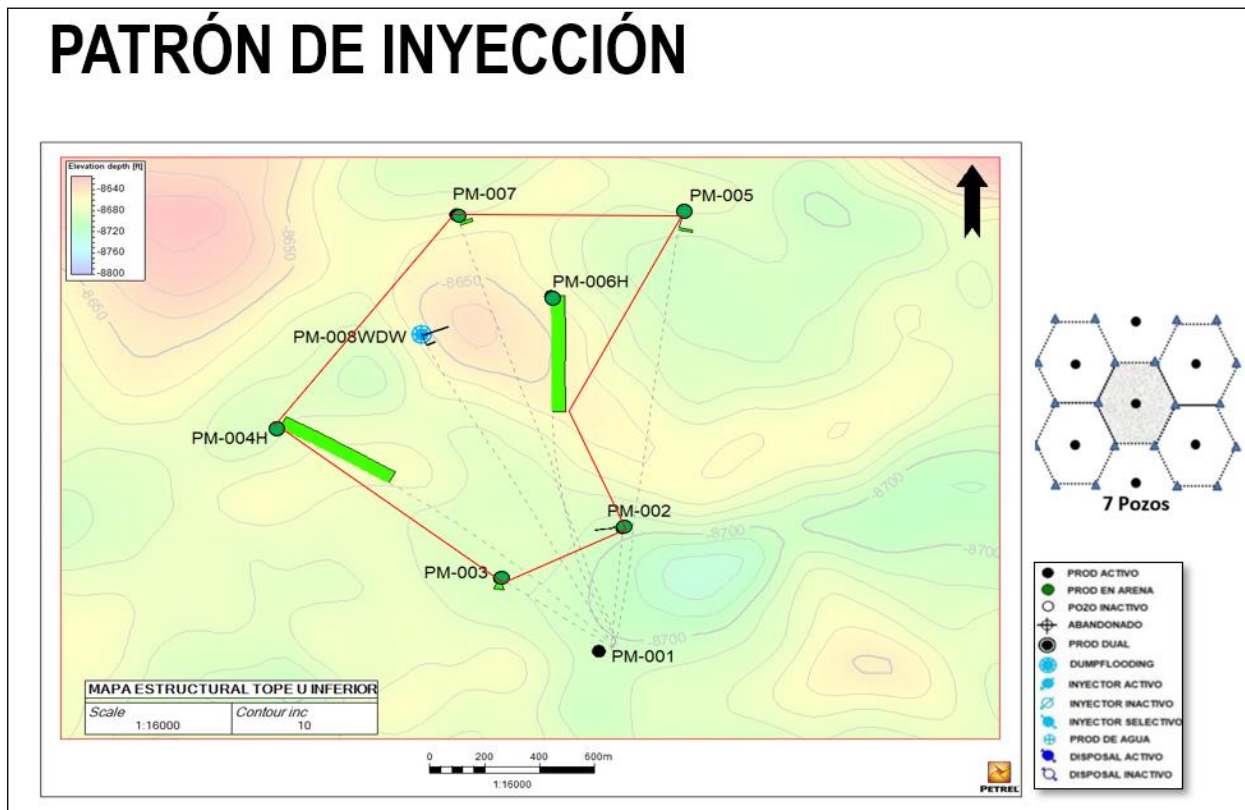
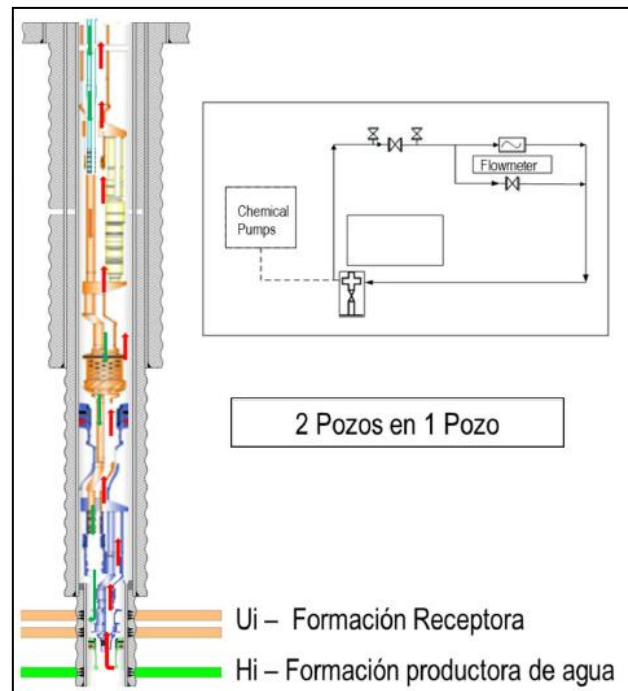


Figura 2.28 Patrón de inyección Pad PM - Campo ESPOL. (Fuente ESPOL, 2022)

## 2.6.1 POZO INYECTOR IMPLMENTANDO SISTEMA DUMP FLOODING.

La no disponibilidad de agua a corto plazo en la cercanía del pozo para la expansión de recuperación secundaria y el diseño de completación para usar un mismo pozo como productor de agua de Hollín Inferior e inyectar en U Inferior, hizo que el sistema Dump flooding sea la mejor alternativa para implementar en el Pad PM del campo ESPOL.

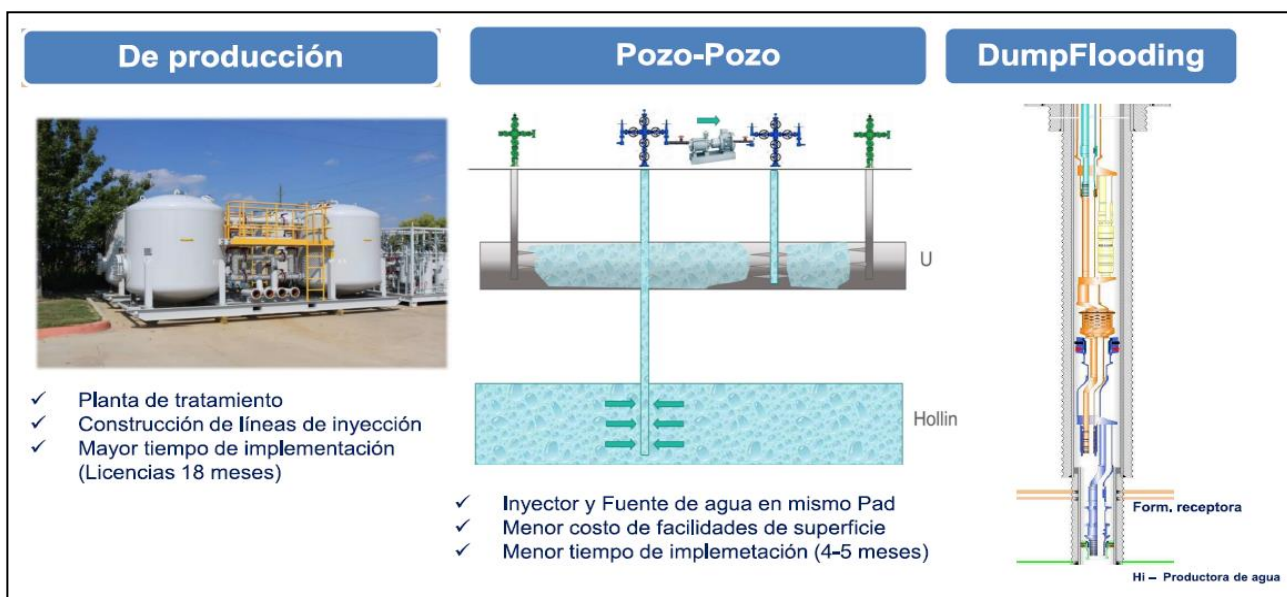


**Figura 2.29 Esquema completación Dump Flooding). (Fuente PETROAMAZONAS, 2018)**

Los beneficios de utilizar este sistema fueron: implementar la expansión de inyección de agua en el Pad PM, acelerar la producción del campo y adicionar volúmenes recuperables.

El impacto ambiental fue mínimo, ya que no requirió de facilidades adicionales para el transporte de agua, evitando construir líneas de alta presión en comunidades sensibles.

La optimización de costos fue otro factor clave en el desarrollo de esta estrategia, ya que al utilizar dos completaciones en el mismo pozo redujo costos.



**Figura 2.30 Solución técnica – Fuente de agua. (Fuente PETROAMAZONAS, 2018)**

Esta gráfica nos indica que el implementar el sistema *Dump Flooding* es considerable en razón de tiempo, la construcción de facilidades y aprobación de licencias ambientales toma mayor tiempo.

El pozo PM-008WDW por tener buenas propiedades petrofísicas en el Miembro Hollín Inferior es el productor de agua que se inyecta en U Inferior del mismo pozo.

Hollín Inferior:

Zona abierta: 11386ft – 11456ft 70ft

Presión de reservorio: 4000 psi (XPT 2018)

Tipo de roca: 1 y 2a (permeabilidad promedio entre 200-500 mD).

Acuífero activo.

Salinidad Promedio: 230 ppm NaCl

A continuación, se observa la petrofísica del reservorio productor de agua.

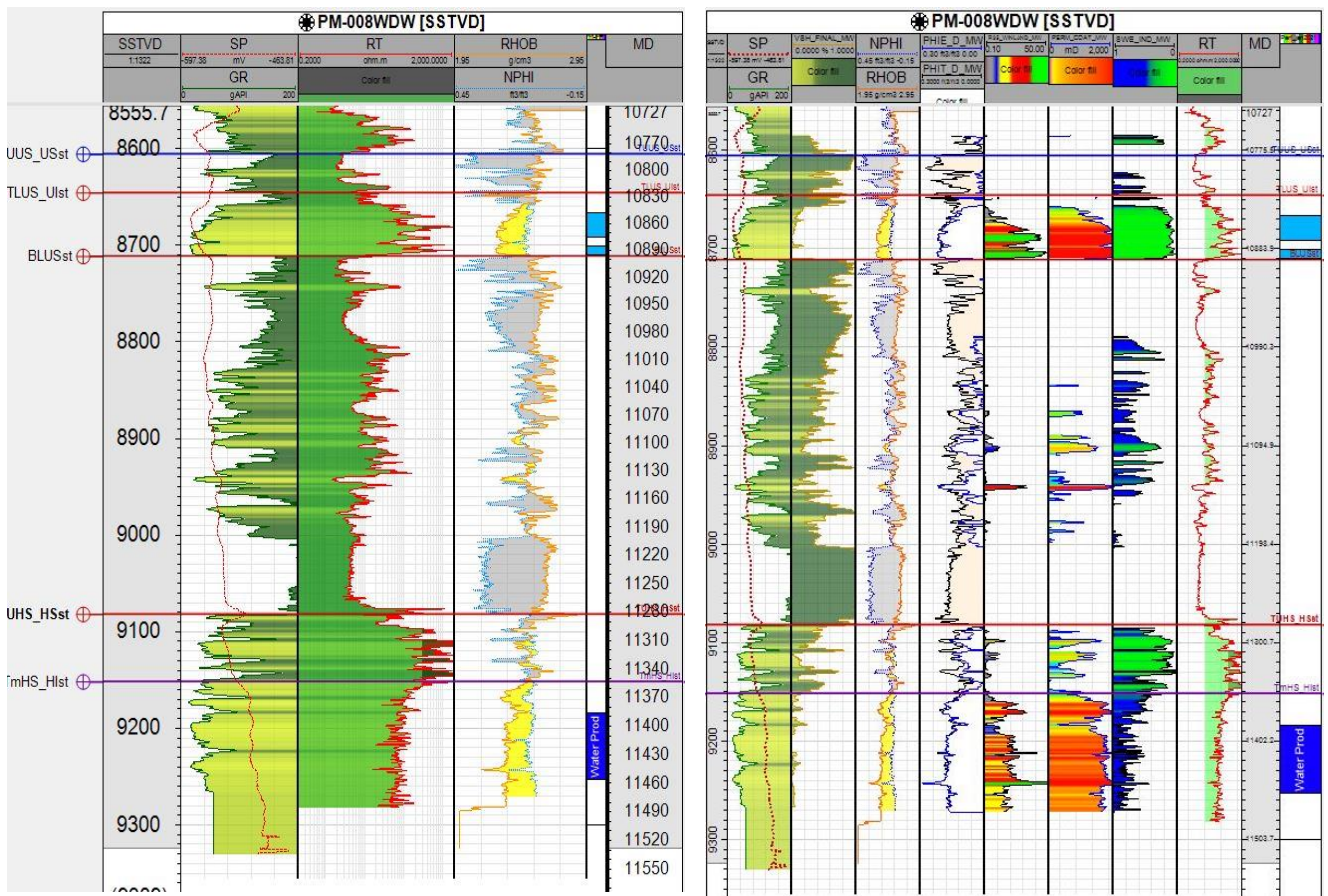


Figura 2.31 Petrofísica del pozo PM-008WDW - fuente de agua (Fuente ESPOL, 2022).



# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Bajo la recuperación primaria, U Inferior pudo haber sido abandonado en el corto plazo debido a la depleción del yacimiento, consecuentemente se hubieran abandonado reservas de petróleo considerables.

Hasta marzo del 2019 previo al inicio de la inyección de agua, se han producido cerca de 7.9 [MMBls] de U Inferior en el Pad PM del campo ESPOL con recuperación primaria, lo que significa que el agua inyectada es un buen método de recuperación secundaria para incrementar el factor y producción de petróleo durante el tiempo de contrato en 2035.

### 3.1 INICIO DE LA INYECCIÓN PAD PM CAMPO ESPOL.

La inyección en el Pad PM del campo ESPOL inició en marzo del 2019 utilizando el sistema Dump Flooding en el pozo PM-008WDW, la producción de agua del reservorio Hollín Inferior es inyectada en U Inferior, La condición del pozo inyector en cuanto a petrofísica y presión de inyección permitieron que la admisión al inicio del proyecto fuera de 1800 BAPD, al mes de mayo del mismo año incrementó a 4000 BAPD y para septiembre del 2022 la producción de agua es de 5000 BAPD, la presión de inyección en U Inferior es de 2200-2500 psi, lo que indica que la recepción del agua inyectada en el reservorio es eficiente, a continuación se detalla el histórico de inyección en U inferior (figura 3.32).

# PRODUCCIÓN – INYECCIÓN POZO PM-008WDW

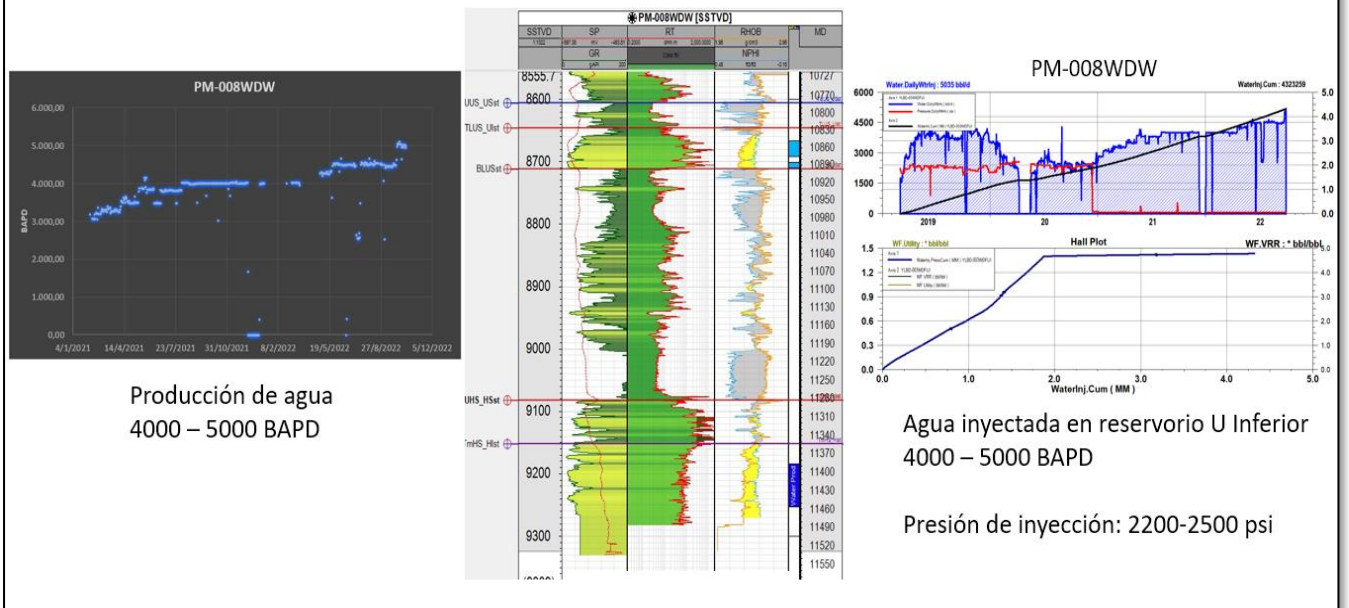


Figura 3.32 Histórico producción-inyección de agua pozo PM-008WDW (Fuente ESPOL, 2022).

## 3.2 ANALISIS DE PRESIÓN PAD PM CAMPO ESPOL.

Los resultados de presión en U Inferior en el pad PM del campo ESPOL luego de la inyección ha incrementado de 991 psi, que se registró en el 2019 a una presión promedio de ~1200 psi a la fecha del análisis en octubre del 2022.

Con los datos de presión registrados en los pozos productores al 2022, se elaboró mapas (Figura 3.34) y observa que la distribución de la presión es uniforme en todo PAD PM, se concluye que la inyección de agua por recuperación secundaria está haciendo efecto positivo en el reservorio, más adelante se detalla los datos de producción pozo a pozo que confirman la eficiencia del sistema Dump Flooding.

TVDSS	POZO	PAD	FIELD	RESERVOTIO	FECHA	TIPO TEST	Pws@ (Datum)	INYECCIÓN
-8695	PM-002	PM	ESPOL	UI	5/6/2020	Sensor Estatico	1325	CON INYECCIÓN
-8689	PM-003	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	1221	CON INYECCIÓN
-8689	PM-003	PM	ESPOL	UI	5/6/2020	Sensor Estatico	1373	CON INYECCIÓN
-8672	PM-004H	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	1008	CON INYECCIÓN
-8672	PM-004H	PM	ESPOL	UI	5/6/2020	Sensor Estatico	1208	CON INYECCIÓN
-8672	PM-004H	PM	ESPOL	UI	1/2/2022	Sensor Estatico	1241	CON INYECCIÓN
-8672	PM-004H	PM	ESPOL	UI	6/24/2022	Sensor Estatico	1084	CON INYECCIÓN
-8663	PM-006H	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	1163	CON INYECCIÓN
-8663	PM-006H	PM	ESPOL	UI	4/17/2020	Sensor Estatico	1204	CON INYECCIÓN
-8663	PM-006H	PM	ESPOL	UI	1/2/2022	Sensor Estatico	1221	CON INYECCIÓN
-8688	PM-005	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	1253	CON INYECCIÓN
-8688	PM-005	PM	ESPOL	UI	5/10/2020	Sensor Estatico	1298	CON INYECCIÓN
-8688	PM-005	PM	ESPOL	UI	1/2/2022	Sensor Estatico	1230	CON INYECCIÓN
-8688	PM-005	PM	ESPOL	UI	7/3/2022	Sensor Estatico	1193	CON INYECCIÓN
-8664	PM-007	PM	ESPOL	UI	10/12/2019	Sensor Estatico	1139	CON INYECCIÓN
-8664	PM-007	PM	ESPOL	UI	4/17/2020	Sensor Estatico	1178	CON INYECCIÓN
-8664	PM-007	PM	ESPOL	UI	1/2/2022	Sensor Estatico	1165	CON INYECCIÓN

Figura 3.33 Datos de presión pozos productores luego de la inyección (Fuente ESPOL, 2022).

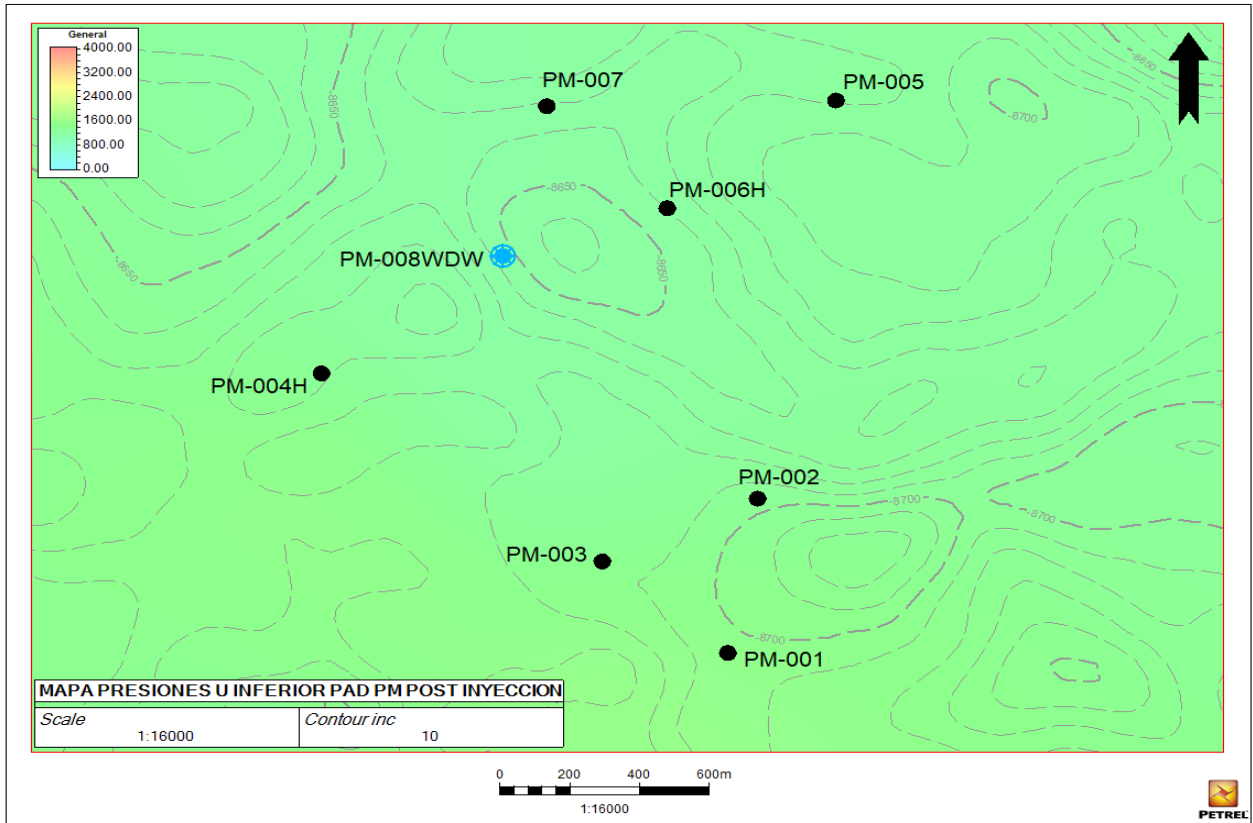


Figura 3.34 Mapa de presión U Inferior luego de la inyección (Fuente ESPOL, 2022)

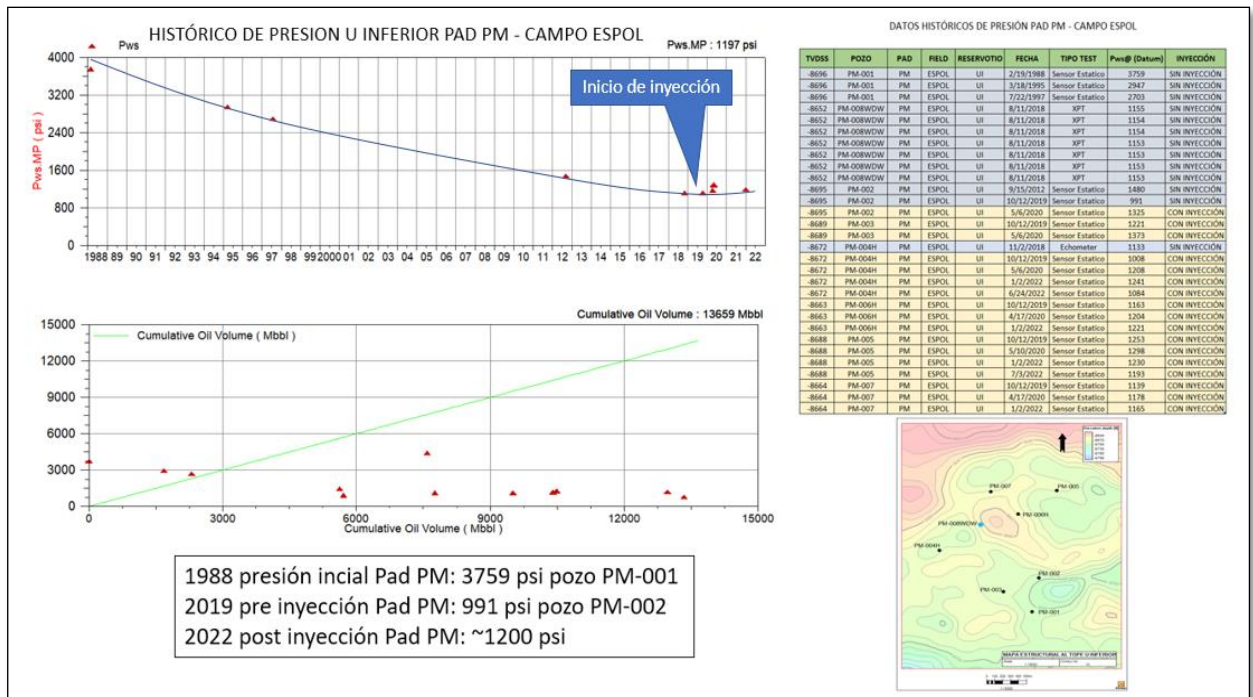


Figura 3.35 Histórico de presiones Pad PM- Campo ESPOL (Fuente ESPOL, 2022)

### 3.3 EFECTO DE LA INYECCIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES.

Los pozos influenciados por la inyección han demostrado que el desplazamiento ha sido eficiente, el incremento de presión en el reservorio, mayor producción de petróleo, el incremento en presión de entrada a la bomba (PIP), el aumento en el corte de agua y la variación de salinidades en el agua recuperada en la mayoría de pozos, esto indica la efectividad del sistema Dump Flooding en el Pad PM del campo ESPOL.

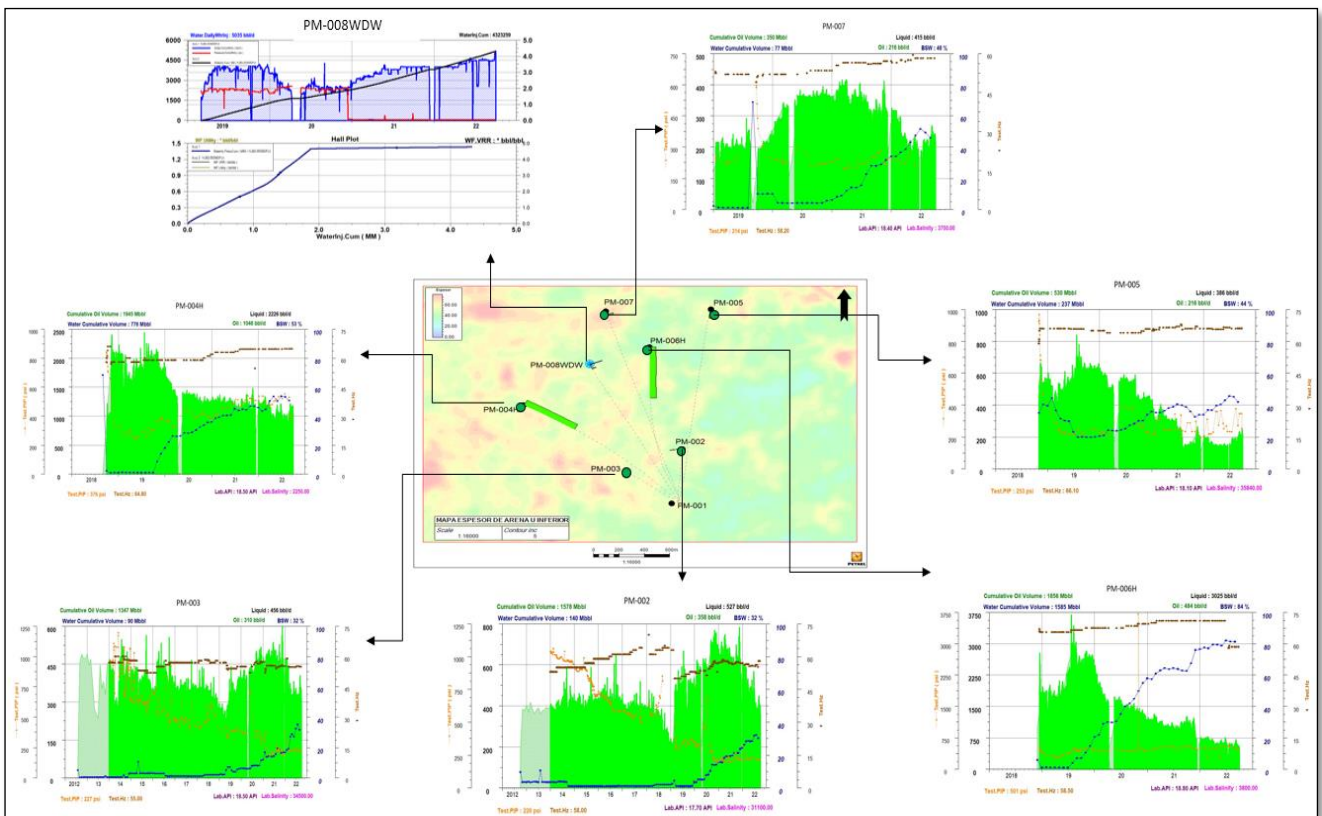
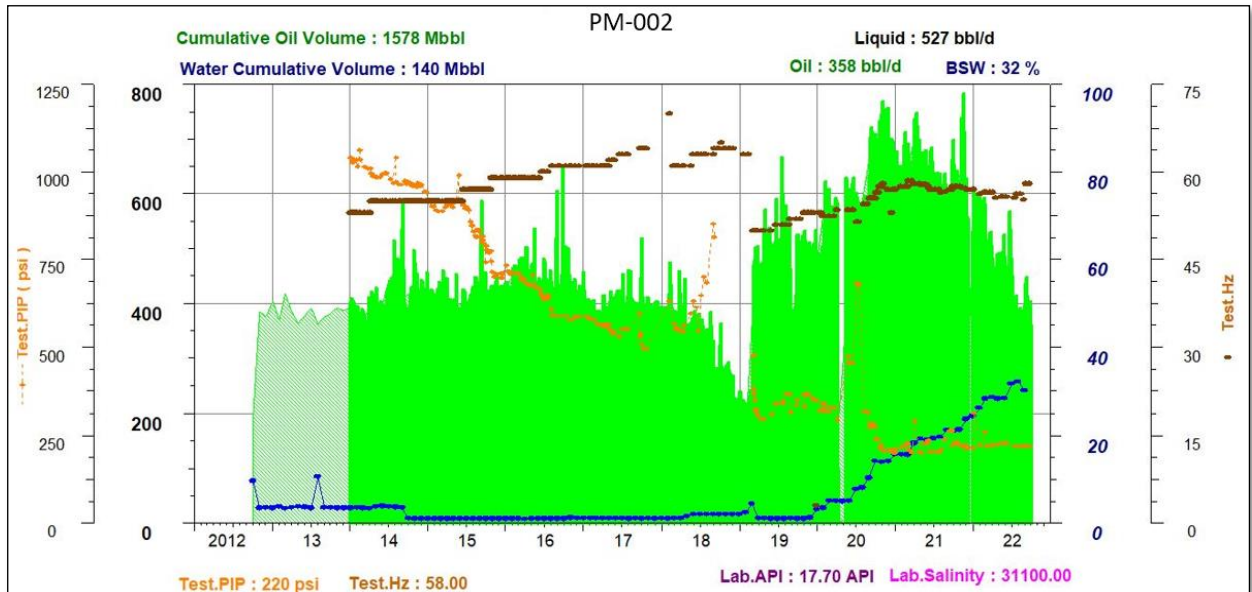


Figura 3.36 Pozos influenciados por la inyección Pad PM- Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

#### 3.3.1 ANÁLISIS POZO A POZO

A continuación, se detalla gráficamente el comportamiento de cada pozo con su historial de producción, los datos fueron obtenidos de OFM (Fuente ESPOL 2022).

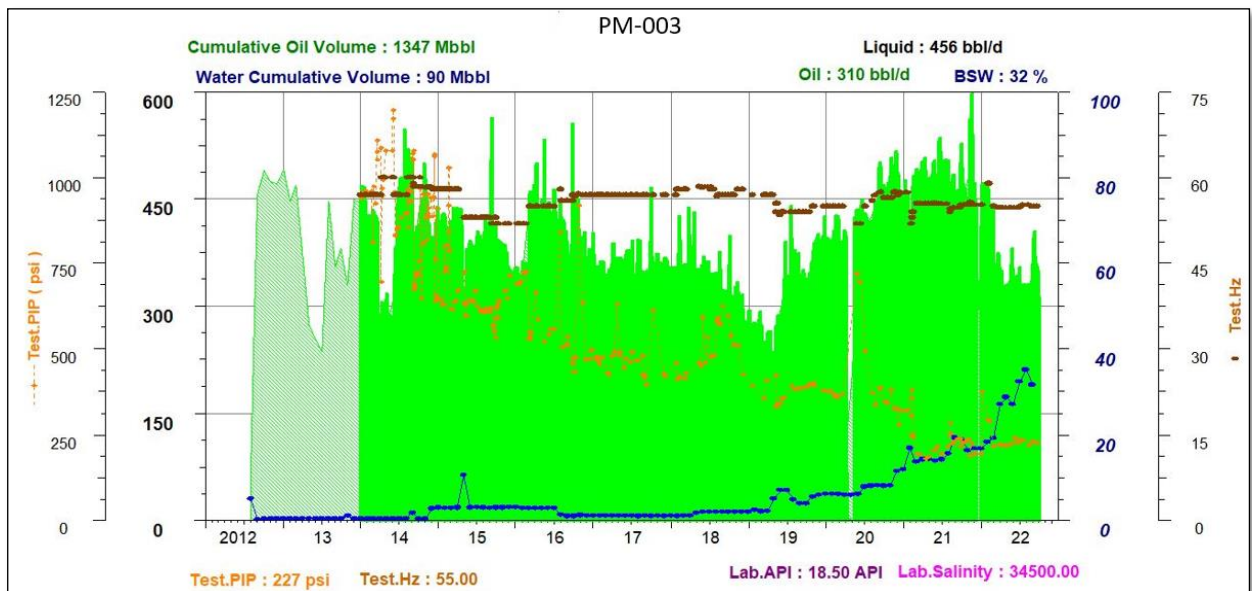
### Pozo PM-002



**Figura 3.37** Historial de producción pozo PM-002 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

Logra mantener la PIP estabilizada, el efecto de inyección está reflejado en el incremento de producción y BSW, en este caso con salinidad de agua de formación.

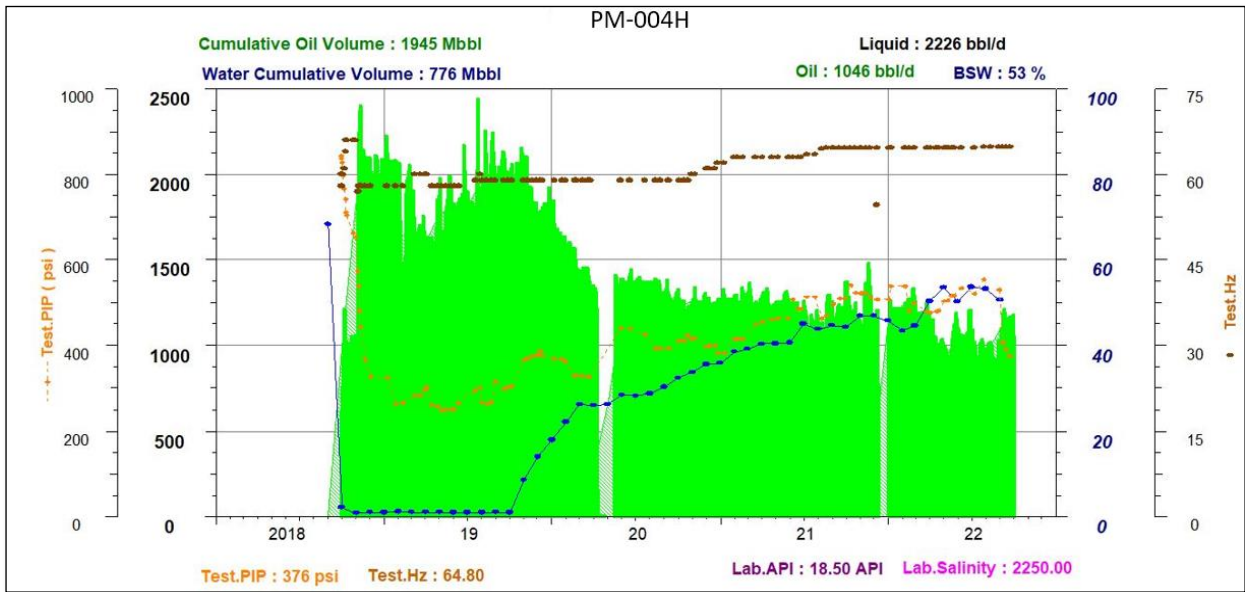
### Pozo PM-003



**Figura 3.38** Historial de producción pozo PM-003 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

El incremental en la producción de petróleo es evidente, el corte de agua tiende a aumentar posterior a la inyección, pero es agua de formación que está siendo barrida por el desplazamiento, PIP estable.

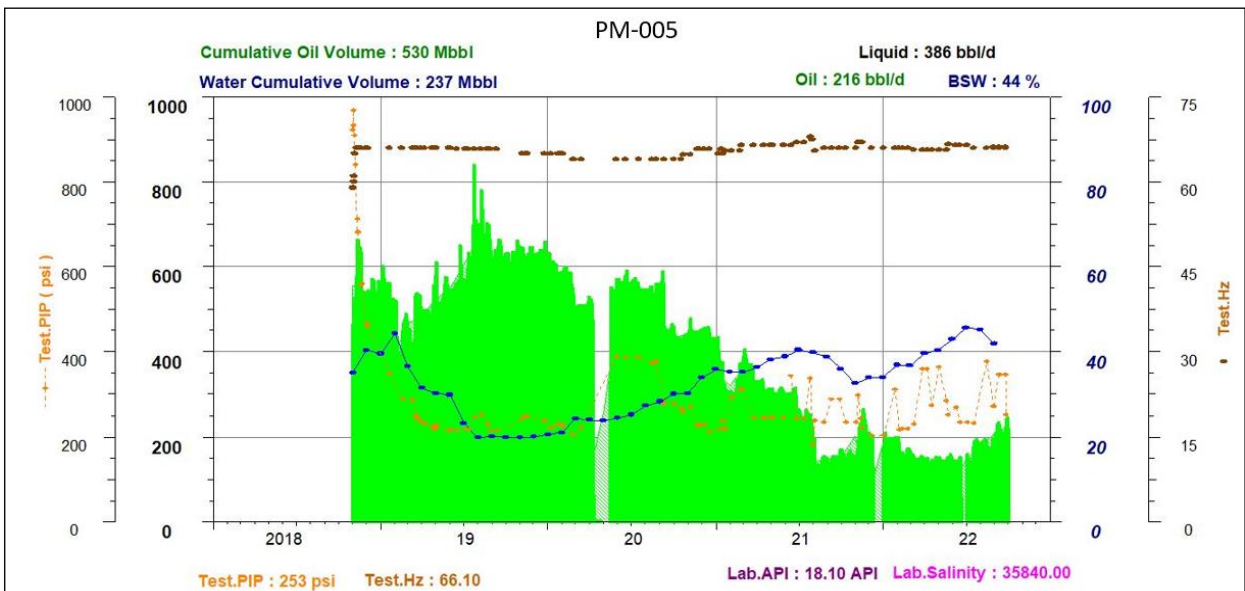
### Pozo PM-004H



**Figura 3.39** Historial de producción pozo PM-004H Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

Mantiene la producción de petróleo, la PIP tiene a subir y estabilizar, el agua de inyección se comunica con este pozo al tener valores de salinidad menores que el agua de formación.

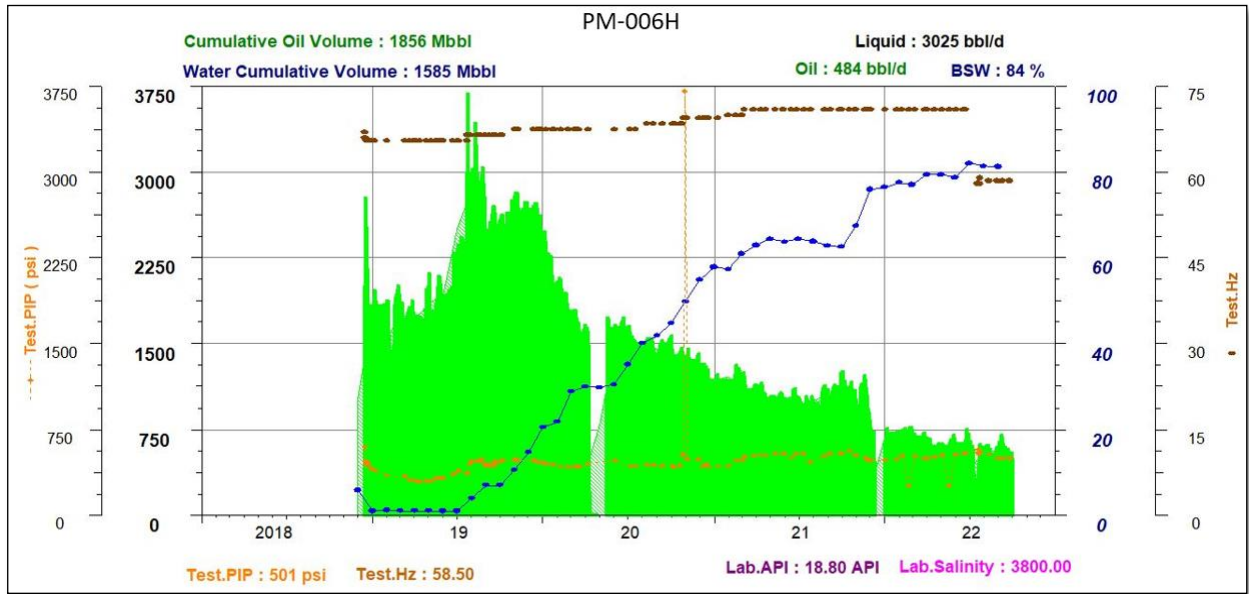
### Pozo PM-005



**Figura 3.40** Historial de producción pozo PM-005 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

Producción de petróleo y PIP estabilizada posterior a la inyección, el corte de agua incrementa con salinidad de agua de formación indicando que el desplazamiento es eficiente.

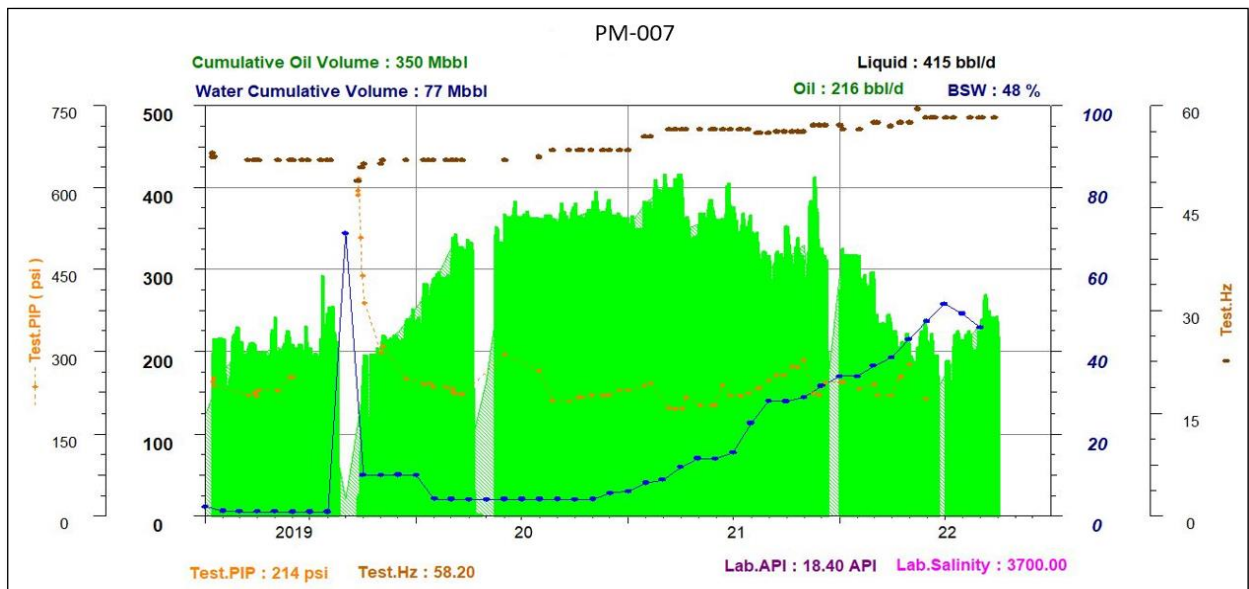
### Pozo PM-006H



**Figura 3.41** Historial de producción pozo PM-006H Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

El agua de inyección tiene mayor comunicación con este pozo, ya que el corte de agua incrementó de manera directa y la salinidad es baja, la producción de petróleo declina lentamente y la PIP está estable.

### Pozo PM-007



**Figura 3.42** Historial de producción pozo PM-007 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)

La producción de petróleo incrementa una vez iniciado la inyección, el corte de agua se ve meses después de la inyección que tiende a subir, PIP estable.

Como se puede observar en la gráfica (Figura 3.36), el incremento en la producción de petróleo posterior al inicio de la inyección del pozo PM-008WDW fue efectivo, el incremento de PIP o estabilización del mismo en los pozos fue otro de los parámetros que indican la influencia del agua inyectada está barriendo el crudo que no pudo ser extraído por la recuperación primaria.

El corte de agua incrementó de igual manera en los pozos posterior a la inyección, la salinidad del agua recuperada se ve más afectada en los pozos que tienen línea directa en área de flujo siendo los pozos horizontales PM-004H, PM-006H y en el pozo PM-007, registrando valores de 2200 – 3800 ppm NaCl.

La salinidad promedio (31000-35000 ppm NaCl) recuperada en los pozos productores que no se ha visto todavía disminución en la salinidad indica que está todavía barriendo agua de formación del acuífero de capa que tiene U Inferior, ya que esto se ve reflejado en el incremento del corte de agua y la estabilización del PIP de cada pozo.

### **3.3.2 FACTOR DE RECOBRO POR RECUPERACION SECUNDARIA.**

Luego del análisis en el comportamiento del yacimiento U Inferior el factor de recobro al finalizar el contrato al año 2035 es 26.2% los datos utilizados para el POES fueron calculados con el modelo realizado para el campo ESPOL.

El valor del volumen de petróleo en sitio antes de la inyección ( $POES_{ai}$ ), se obtuvo mediante la diferencia entre el petróleo original (POES) y la producción acumulada ( $N_p$ ).

$$POES_{ai} = POES - N_p \quad (3.5)$$

Donde:

$POES_{ai}$ : Petróleo en Sitio Antes de la Secundaria,

$POES$ : Petróleo original en sitio,

$N_p$ : Acumulado de petróleo recuperación primaria.

Para los siguientes análisis se utilizaron los valores obtenidos del modelo. Por lo tanto:

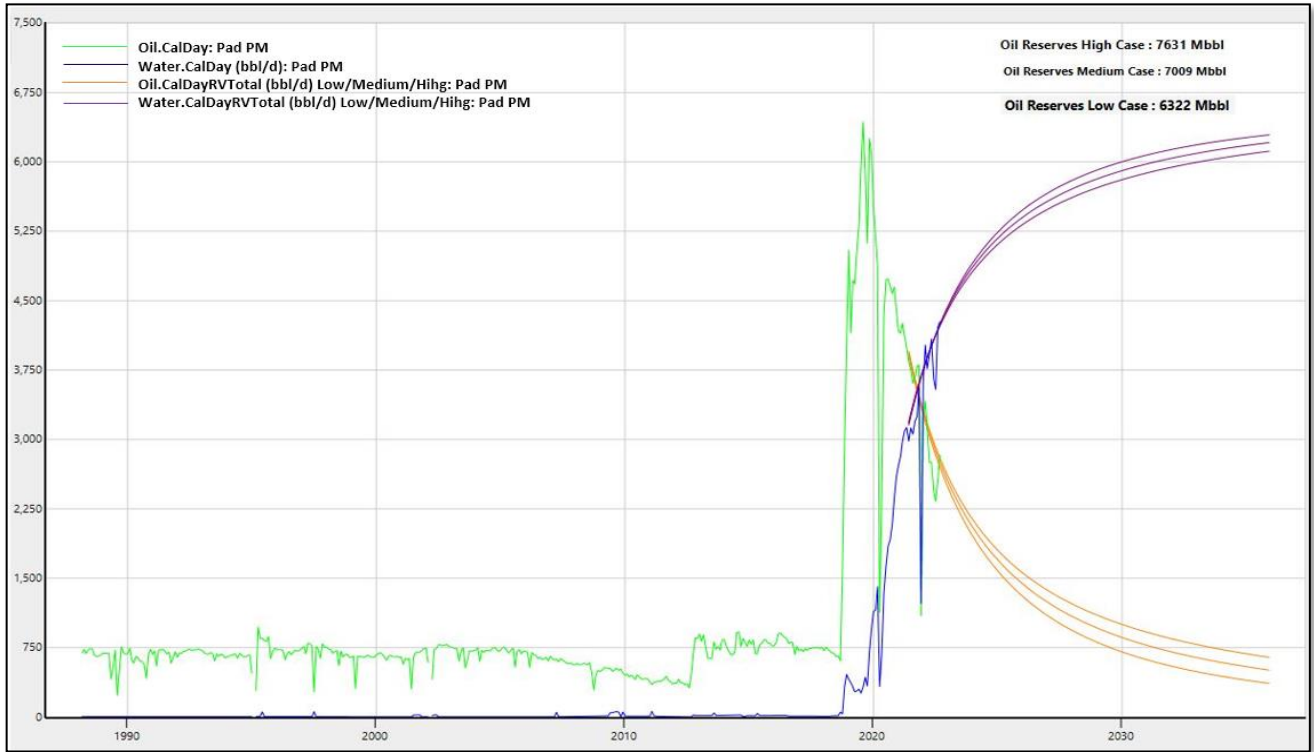
$$POES_{ai} = 56.7 - 7.9$$

$$POAS_{ai} = 48.8 \text{ [MMBlS]}$$



Hasta el año 2019 el valor calculado de POES<sub>ai</sub> era de 48.8 [MMBo].

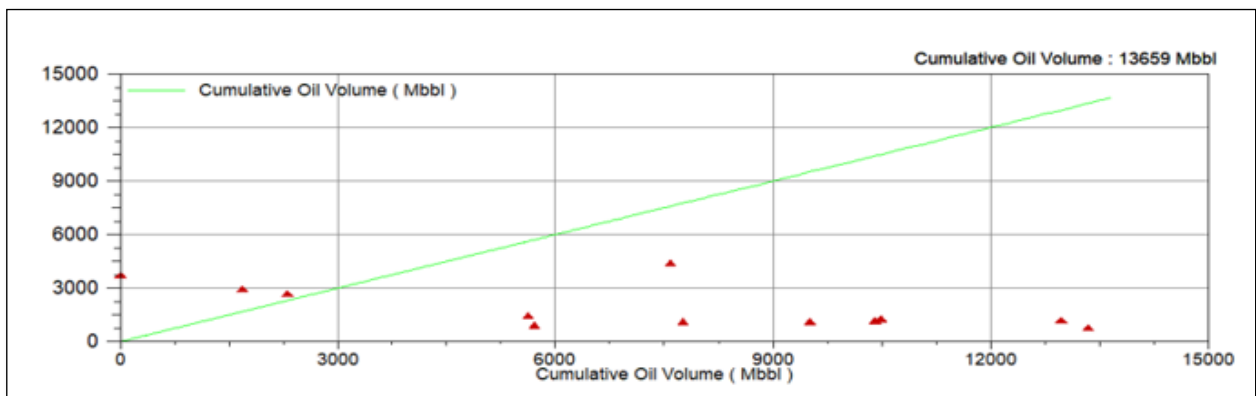
El acumulado de petróleo que se recuperaría según lo calculado por perfiles al Pad PM del Campo ESPOL hasta el final del contrato al año 2035 son de 7009 Mbbl en el caso medio (Figura 3.43).



**Figura 3.43 Historial de producción vs casos de reservas recuperadas Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)**

El acumulado de petróleo de U Inferior se obtuvo mediante la suma de todos los pozos involucrados en el área de estudio a octubre 2022, posterior a la inyección de agua.

Valor acumulado de petróleo con recuperación Primaria y Secundaria 13659 Mbbl a octubre del 2022.



**Figura 3.44 Acumulado de petróleo incluido recuperación primaria y secundaria octubre 2022 Pad PM - Campo ESPOL (Fuente OFM ESPOL, 2022)**

Por lo que el factor de recobro con recuperación secundaria en el proyecto sin realizar más perforaciones en el Pad PM sería:

$$FR_{RS} = \frac{\sum_n Np_{\text{pozo al final del proyecto}}}{POES_{ai}} \times 100\% \quad (3.6)$$

Donde:

$FR_{RS}$ : Factor de Recobro Recuperación Secundaria final del proyecto.

$Np$ : Volumen acumulado de producción de petróleo recuperación secundaria al final del proyecto.

$POAS_{ai}$ : Petróleo Original en Sitio del área de inundación previo a la inyección.

El factor de recobro al final del proyecto por recuperación secundaria:

$$FR_{RS} = \frac{(13.7 - 7.9) + 7.0 [MMbbls]}{48.8 [MMbbls]} \times 100\%$$

$$FR_{RS} = 26.2\%$$

Al final del proyecto el Pad PM en el caso medio calculado finalizaría con una producción diaria de petróleo de 507 BPPD y 6209 BAPD de agua.

El agua recuperada por la producción de los pozos del reservorio U Inferior, se la utiliza previo tratamiento químico en la inyección para recuperación secundaria en otros pozos del campo ESPOL o se envía a reinyección en pozos disposal.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### 4.1 CONCLUSIONES.

La implementación del sistema Dump Flooding en el Pad PM del Campo ESPOL es totalmente factible, ya que lograría incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro de 13.9% con recuperación primaria a 26.2% con recuperación secundaria, considerando que el cálculo se lo realizó al finalizar el contrato en el año 2035.

Geológicamente la distribución y continuidad de arenisca, es uniforme en todo el PAD PM, esto se ajustó con datos de los pozos perforados, observado mayor desarrollo hacia la parte NO-SO del pozo inyector PM-008WDW. Otro factor que corrobora la continuidad geológica del reservorio es la declinación uniforme en el yacimiento, por lo que se asume que a pesar de su carácter estratigráfico, el reservorio U Inferior está asociado una sola unidad hidráulica con cambios laterales de facie que están comunicados. Estudio de núcleos de campos vecinos, indica que el ambiente de depósito de U Inferior es un sistema estuarino dominado por mareas y dirección de depositación SE-NO.

Para la caracterización petrofísica del reservorio, se confirmó efectivamente la continuidad en U Inferior mediante el análisis de la calidad de roca, se analizó la calidad de roca en función de la permeabilidad y porosidad total que se adquirió con registros eléctricos en los pozos perforados, saturación de agua, resistividades, densidades y correlaciones petrofísicas que confirmen comunicación efectiva en el reservorio.

Los resultados de presión en U Inferior en el pad PM del campo ESPOL luego de la inyección ha incrementado de 991 psi que se registró en el 2019 a una presión promedio de ~1200 psi a la fecha del análisis en octubre del 2022, los pozos influenciados por la inyección han sido eficientes, el incremento de presión en el reservorio, mayor producción de petróleo, el incremento en presión de entrada a la bomba (PIP), el aumento en el corte de agua y la variación de salinidades en el agua recuperada en la mayoría de pozos, por lo tanto, esto indica la efectividad del sistema Dump Flooding en el Pad PM del campo ESPOL.

La no disponibilidad de agua en el corto plazo en la cercanía del pozo para la expansión de recuperación secundaria y el diseño de completación para usar un mismo pozo como productor de agua de Hollín Inferior e inyectar en U Inferior, hizo que el sistema Dump Flooding sea la mejor alternativa para implementar en el Pad PM del campo ESPOL.

El impacto ambiental fue mínimo, ya que no se requirió de facilidades adicionales para el transporte de agua, evitando construir líneas de alta presión en comunidades sensibles.

La optimización de costos fue otro factor clave en el desarrollo de esta estrategia, ya que se redujeron los costos al utilizar dos completaciones en el mismo pozo.

#### **4.2 RECOMENDACIONES.**

Se sugiere continuar con la recuperación secundaria en el campo ESPOL implementando más sistemas Dump Flooding por su factibilidad de agua para la inyección proveniente del mismo pozo que se va a inyectar, el valor agregado en relación a la reducción de costos lo hace atractiva al momento de incrementar la producción de petróleo que un sistema pozo a pozo de inyección tradicional.

En vista de los buenos resultados obtenidos por la inyección de agua, se recomienda perforar más pozos de desarrollo en el reservorio U Inferior en el Pad PM hacia el N - E del pozo inyector PM-008WDW y al E del pozo PM-006H y así aprovechar la influencia de inyección incrementando la producción de petróleo.

Abrir nuevamente el intervalo de producción del reservorio U Inferior del pozo PM-001 cerrado en el año 2012 con una producción de 179 BPPD y 4% de BSW para evidenciar si la inyección incrementa la producción del pozo.

# BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, J., Sawatzky, R. P., & Moreno, R. (2014). Heavy-Oil Waterflooding: Back to the Future. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*.  
<https://doi.org/10.2118/171090-MS>
- Amyx, J. W., Bass, D. M. (Daniel M., & Whiting, R. L. (1960). *Petroleum reservoir engineering*. Retrieved from  
[http://93.174.95.29/\\_ads/1F5E077FBEC29AA9D573508B4A6B14AA](http://93.174.95.29/_ads/1F5E077FBEC29AA9D573508B4A6B14AA)
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO. Versión Actualizada*. Quito: IFEA, IRD, PETROAMAZONAS EP. 3ra Ed. EDICIÓN ESPECIAL CONMEMORATIVA POR LOS 80 AÑOS DE SCHLUMBERGER EN EL ECUADOR.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
- Chopra, S., Lines, L. R., Schmitt, D. R., & Batzle, M. L. (2010). *Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring*.  
<https://doi.org/10.1190/1.9781560802235>
- Cobb, W. M., & Smith, J. T. (2012). *WATERFLOODING*. Retrieved from  
<http://docshare02.docshare.tips/files/29510/295108553.pdf>
- Jaillard, Bengtson, P., & Dhondt, A. (2005). Late Cretaceous marine transgressions in Ecuador and northern Peru: A refined stratigraphic framework. *Journal of South American Earth Sciences* V 19, 307-323.
- Jaillard, E. (1992). La Fase Peruana Cretáceo Superior en la Margen Peruana. *Boletín de la Sociedad Geológica del Perú*. V. 83, 81-87.
- Jaillard, E. (1997). *Síntesis estratigráfica y sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. Quito: Informe final del convenio Orstom-Petroproducción.
- Library. (2022). *Library*. Retrieved from <https://1library.co/article/mojabilidad-roca-p-ropiedades-roca-fluidos.ydxm27lz>
- Martínez, D. (2016). *El Factor de Recuperación; la Incertidumbre en su Cálculo*. México: UNAM, Universidad Nacional Autónoma de México.

- PRMS. (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo / Petroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Engineers & Oil and Gas Reserves Committee
- Rivadeneira, M., & Almeida, P. (2014). Características de los Reservorios Cretácicos de la Cuenca Oriente. *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo* Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). *Integrated waterflood asset management*. Retrieved from <https://libgen.is/book/index.php?md5=F5C088F025935EAC6134E56C806AA0AB>
- Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (1989). *Preparación y evaluación de proyectos*. Retrieved from [http://93.174.95.29/\\_ads/7431D7ECE116BF0FB764B8E3A2835AA3](http://93.174.95.29/_ads/7431D7ECE116BF0FB764B8E3A2835AA3)
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). *Reservoir engineering : the fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries* (Elsevier, ed.). Retrieved from [http://93.174.95.29/\\_ads/D97F5E11CC374DFFE3DC4216B5BF1F59](http://93.174.95.29/_ads/D97F5E11CC374DFFE3DC4216B5BF1F59)
- Tapia, J. (2016). SPM\_Ecuador\_Intouch\_waterflooding\_workflow\_Culebra-U\_6917020\_01.
- Willhite, G. P., & Society of Petroleum Engineers of AIME. (1986). *Waterflooding*. Retrieved from [http://93.174.95.29/\\_ads/8E4B28EDED0B7A709560F60F86C2DD1D](http://93.174.95.29/_ads/8E4B28EDED0B7A709560F60F86C2DD1D)
- Willhite, P. G. (1986). *G. Paul Willhite - Waterflooding (Spe Textbook Series) (1986, Society of Petroleum).pdf* (p. 324). p. 324. Texas.