

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA A LA ARENA T INFERIOR EN EL POZO PARAHUACU 22D DEL CAMPO PARAHUACU.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS.**

**NIXON OSWALDO AYALA ALMEIDA**  
nixonayala2014@hotmail.com

**DIRECTOR: MSc. Ing. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA**  
raul.valenciat@epn.edu.ec

**Quito, abril 2018**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Nixon Oswaldo Ayala Almeida, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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.

---

**NIXON OSWALDO**

**AYALA ALMEIDA**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Nixon Oswaldo Ayala Almeida, bajo mi supervisión.

---

**MSc. Raúl Valencia**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Primordialmente a Dios que me da la fuerza necesaria para continuar después de cada prueba que se presenta en el trayecto de mi vida y me ha sabido guiar por el camino correcto para alcanzar mis sueños.

A la Escuela Politécnica Nacional y de manera especial a la carrera de Ingeniería en Petróleos.

A PETROAMAZONAS EP por haberme dado la oportunidad de realizar mi Trabajo de titulación, en especial a la Ing. Gloria Uguña y a la Ing. Lucía Coral.

A mis padres, por su apoyo incondicional, sus sabios consejos y todo el amor que me han brindado para hacer de mí la mejor persona posible.

A mis hermanas Gabriela Ayala, Andrea Ayala y Daniela Ayala que sé que puedo confiar en ellas y son una parte muy importante de mi vida.

A mis abuelitos Rigoberto Almeida y Victoria Hurtado, por haberme dado espacio en su hogar durante el proceso de mi formación profesional, por todo su amor y apoyo incondicional.

A mis tíos, tías, primos y primas, por formar parte de mi segundo hogar y estar siempre cuidando de mí y de mis abuelitos.

A mi grupo de amigos Joselyn, Anita, Mabe, Santi, Jhonny, Daysi, Jorge y Leonardo por ser como mis hermanos y haber formado parte de esta etapa de mi vida.

A mi mejor amiga Katherine por ser la persona en quién siempre puedo confiar y haber sido mi compañera desde el inicio hasta el fin de mi trayectoria estudiantil.

A mi mejor amigo Henry, por todo el apoyo que me ha brindado y todos los momentos llenos de alegría que hemos compartido.

## **DEDICATORIA**

A mis Abuelitos Agustín Ayala y Rigoberto Almeida, que sé que me cuidan y llenan de bendiciones desde el cielo.

A mi Padres Miguel Ayala e Irene Almeida, que son el pilar fundamental en mi vida, por luchar cada día para darnos la oportunidad a mí y a mis hermanas para lograr nuestros sueños.

A mis abuelitos Victoria Hurtado y Rigoberto Almeida, que con su amor, paciencia y todos sus cuidados han sido un gran apoyo para que yo logre culminar esta etapa de mi vida.

A mis tías Doris y Lilian, que siempre me han brindado su apoyo.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	XIV
PRESENTACIÓN.....	XV
<b>CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU .....</b>	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU.....	2
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	3
1.4 ESTRATIGRAFÍA .....	5
1.4.1 FORMACIÓN BASAL TENA.....	5
1.4.2 FORMACIÓN NAPO.....	5
1.4.3 FORMACIÓN “U”.....	7
1.4.4 FORMACIÓN “T” .....	8
1.5 LITOLOGÍA.....	10
1.5.1 FORMACIÓN BASAL TENA.....	10
1.5.2 FORMACIÓN “U” SUPERIOR.....	10
1.5.3 FORMACIÓN “U” INFERIOR.....	10
1.5.4 FORMACIÓN “T” .....	10
1.5.5 HOLLÍN.....	10
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO .....	11
1.6.1 POROSIDAD .....	11
1.6.2 PERMEABILIDAD .....	12
1.6.2.1 Variación en permeabilidad .....	12
1.6.3 SATURACIÓN .....	16

1.7 PROPIEDADES DEL CAMPO .....	17
1.8 PROPIEDADES DE FLUIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO .....	18
CAPÍTULO 2 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA .....	19
2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA .....	19
2.2 RAZONES PARA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA .....	20
2.3 ¿QUE ES UNA PREDICCIÓN DE AGUA? .....	20
2.4 FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA .....	22
2.4.1 HUMECTABILIDAD .....	22
2.4.2 PERMEABILIDAD RELATIVA .....	23
2.4.3 TIPOS DE INYECCIÓN .....	25
2.4.4 MODELOS DE INYECCIÓN .....	27
2.4.4.1 Línea directa de inyección .....	28
2.4.4.2 Línea escalonada de inyección .....	28
2.4.4.3 Modelo de cinco puntos .....	29
2.4.5 RELACIÓN MOVILIDAD .....	30
2.4.6 EFICIENCIA DE BARRIDO .....	31
2.4.6.1 Eficiencia de barrido vertical .....	33
2.4.6.2 Eficiencia de desplazamiento .....	33
2.4.6.3 Eficiencia de barrido volumétrico .....	33
2.5 PREDICCIÓN .....	34
2.5.1 MÉTODOS DE PREDICCIÓN ENFOCADOS EN LA ESTRATIFICACIÓN DE RESERVORIO .....	35
2.5.1.1 Método de Dykstra Parsons .....	35
2.5.1.2 Método de Stiles .....	41
2.5.1.3 Información adicional para la predicción .....	45
2.5.1.3.1 Continuidad de la arena “T” inferior .....	45
2.5.1.3.2 Arreglo de cinco pozos para la arena “T” inferior .....	47

2.5.1.3.3 Ficha técnica del pozo Parahuacu 22-D.....	48
2.5.1.3.4 Antecedentes del pozo Parahuacu 22-D.....	48
2.5.1.3.5 Proyección de producción de los pozos analizados .....	56
CAPÍTULO 3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	58
3.1 EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	58
3.1.1 FLUJO DE CAJA .....	58
3.1.1.1 Ingresos.....	58
3.1.1.2 Egresos .....	59
3.1.2 HORIZONTE ECONÓMICO .....	59
3.1.3 TASA DE DESCUENTO .....	59
3.1.4 INDICADORES FINANCIEROS.....	59
3.1.4.1 Valor presente neto (VPN).....	60
3.1.4.2 Tasa interna de retorno (TIR) .....	60
3.1.5 CAPEX.....	61
3.1.6 OPEX.....	62
CAPÍTULO 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
4.1 CONCLUSIONES .....	65
4.2 RECOMENDACIONES .....	66
GLOSARIO.....	67
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS .....	72



## LISTA DE FIGURAS

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1.1	Caída de presión en la arena “T” inferior del campo Parahuacu	1
1.2	Ubicación del campo Parahuacu	2
1.3	Mapa estructural al tope de la arena “T” inferior	4
1.4	Columna estratigráfica del campo Parahuacu	6
1.5	Mapa isópaco de la arena “T” inferior del campo Parahuacu	9
1.6	Distribución de la porosidad	11
1.7	Variación de la permeabilidad de Dykstra-Parsons	14
1.8	Gráfica porcentual de permeabilidad	15
1.9	Gráfica porcentual de porosidad	16
2.1	Factor de recuperación en función de mecanismo de producción	21
2.2	Humectabilidad de rocas	22
2.3	Línea directa de inyección	28
2.4	Línea escalonada de inyección	29
2.5	Modelo de cinco puntos	30
2.6	Modelo de cinco puntos normal e invertido	34
2.7	Modelo de flujo linear del método Dykstra-Parsons	36
2.8	Gráfica logarítmica de permeabilidades	37
2.9	Curva de flujo fraccional	39
2.10	Distribución de estratos	42
2.11	Capas de permeabilidad en orden decreciente	43
2.12	Sección estratigráfica entre pozo PRH22-PRH12-PRH15	46
2.13	Sección estratigráfica entre pozo PRH08-PRH12-PRH13	46
2.14	Arreglo de cinco pozos para la inyección de agua	47
2.15	Curva de permeabilidades relativas arena “T” inferior campo Parahuacu	50
2.16	Curva de flujo fraccional de la zona de interés	52
2.17	Coeficiente de variación de permeabilidad	54
2.18	Proyección global de producción con la implementación de inyección de agua en la arena “T” inferior	57
2.19	Proyección base de producción comparado con la predicción de producción implementado la inyección de agua en la arena “T” inferior	57

## LISTA DE TABLAS

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1.1	Permeabilidad y porosidad presentes en el campo Parahuacu	14
1.2	Valores para evaluar la porosidad y permeabilidad	15
1.3	Saturación de agua de los pozos a estudiar	17
1.4	Datos de espesor, producción del campo Parahuacu por arena	17
1.5	Propiedades del petróleo	18
2.1	Mecanismos de producción primaria y sus características	19
2.2	Diferencias en las propiedades de flujo que indican la preferencia de mojabilidad	25
2.3	WOR vs Cv	38
2.4	Recuperación de petróleo vs WOR	40
2.5	WOR-Np vs tiempo	41
2.6	Ficha técnica del pozo Parahuacu 22-D	48
2.7	Topes formacionales del pozo Parahuacu 22-D	49
2.8	Intervalo propuesto para la inyección	49
2.9	Perfil de permeabilidad relativa	50
2.10	Datos de variación vertical de permeabilidad	51
2.11	Datos de flujo fraccional	51
2.12	Porosidad y saturación de agua promedio de la zona de inyección	52
2.13	Resultados obtenidos mediante método de Dykstra-Parsons	54
2.14	Resultados obtenidos mediante método de Dykstra-Parsons	55
2.15	Capacidad acumulativa	55
2.16	Resultados obtenidos mediante método de Stiles	56
3.1	Análisis económico para el caso más probable	64
5.1	Análisis económico para el caso optimista	83
5.2	Análisis económico para el caso pesimista	85

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	$L^2$
ACTUAL	Escenario actual de mantenimiento de presión	
bbls	Barriles	$L^3$
bapd	Barriles de agua por día	$L^3/t$
bppd	Barriles de petróleo por día	$L^3/t$
bfpd	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	$L^3/t$
$B_g$	Factor volumétrico del gas	
$B_o$	Factor volumétrico del petróleo	
$B_t$	Factor volumétrico total (gas y petróleo)	
$B_w$	Factor volumétrico del agua	
cp	Centipoises	M/Lt
CAP	Contacto agua/petróleo	
EHI	Estratificaciones heterolíticas inclinadas	
f	Flujo fraccional	
ft	Pies	
FR	Factor de recobro	
$ft^3/bbl$	Pies cúbicos por barril	
$g/cm^3$	Gramos masa por centímetro cúbico	$M/L^3$
h	Altura neta productora	L
H	Altura total productora	L
Hás	Hectáreas	$L^2$
$i_w$	Tasa de inyección de agua	$L^3/t$
I	Índice de inyektividad	$L^4t/M$
J	Función de Leverett	
k	Permeabilidad absoluta	$L^2$
$k_g$	Permeabilidad efectiva al gas	$L^2$
$k_o$	Permeabilidad efectiva al petróleo	$L^2$
$k_w$	Permeabilidad efectiva al agua	$L^2$
$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas	
$k_{ro}$	Permeabilidad relativa al petróleo	
$k_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua	
km	Kilómetro	L
m	Metro	L
md	Milidarcys (0.001 darcys)	$L^2$
mg	Miligramos	M
mg/l	Miligramos por litro	$M/L^3$
M	Razón de movilidades (movilidad del fluido desplazante a la del fluido desplazado)	
M	Abreviatura utilizada para indicar miles	
MM	Abreviatura utilizada para indicar millones	
MD	Profundidad medida	L
MDT	Modular Formation Dynamics Tester	
$N_p$	Producción acumulada de petróleo	$L^3$

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
p	Presión	M/Lt <sup>2</sup>
p <sub>b</sub>	Presión de burbuja	M/Lt <sup>2</sup>
pH	Potencial Hidrógeno	
ppm	Partes por millón	
p <sub>i</sub>	Presión inicial	M/Lt <sup>2</sup>
p <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluyente	M/Lt <sup>2</sup>
p <sub>ws</sub>	Presión de fondo estática	M/Lt <sup>2</sup>
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/Lt <sup>2</sup>
psig	Libras fuerza por pulgada cuadrada manométricas	M/Lt <sup>2</sup>
P <sub>c</sub>	Presión capilar	M/Lt <sup>2</sup>
PEL	Arreglo de pozos inyectoros periférico en línea	
PI	Índice de productividad	L <sup>4</sup> /M
POES	Petróleo original en sitio	L <sup>3</sup>
PVT	Presión - Volumen - Temperatura	
PYC	Arreglo de pozos inyectoros periférico y centrado	
q	Tasa de producción	L <sup>3</sup> /t
q <sub>g</sub>	Tasa de producción de gas	L <sup>3</sup> /t
q <sub>o</sub>	Tasa de producción de petróleo	L <sup>3</sup> /t
q <sub>w</sub>	Tasa de producción de agua	L <sup>3</sup> /t
R <sub>s</sub>	Razón gas disuelto – petróleo (solubilidad del gas en el petróleo)	
R <sub>w</sub>	Resistividad del agua de formación	ML <sup>3</sup> /tQ <sup>2</sup>
S <sub>g</sub>	Saturación de gas	
S <sub>gc</sub>	Saturación crítica de gas	
S <sub>o</sub>	Saturación de petróleo	
S <sub>or</sub>	Saturación residual de petróleo	
S <sub>w</sub>	Saturación de agua	
S <sub>wc</sub>	Saturación de agua connata	
S <sub>wir</sub>	Saturación irreducible de agua	
S <sub>wr</sub>	Saturación de agua residual	
SMP	Escenario sin mantenimiento de presión	
SP	Potencial espontáneo	mV
STB	Barriles a condiciones de tanque	L <sup>3</sup>
T	Temperatura	T
TDS	Total Dissolved Solids	M/L <sup>3</sup>
TIR	Tasa interna de retorno	
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
US\$	Dólares de Estados Unidos de América	
UTM	Universal Trans Meridian	
V	Volumen	L <sup>3</sup>
V <sub>clay</sub>	Volumen de arcilla	L <sup>3</sup>
V <sub>coal</sub>	Volumen de carbón	L <sup>3</sup>
VPN	Valor presente neto	
V <sub>sh</sub>	Volumen de lutita	L <sup>3</sup>
VRR	Voidage Replacement Ratio	
W	Agua inicial en el yacimiento	L <sup>3</sup>

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
WOR	Razón agua petróleo	
$W_i$	Inyección acumulada de agua	$L^3$
$W_p$	Producción acumulada de agua	$L^3$
WH	Well Head	
$\lambda$	Movilidad ( $k/\mu$ )	$L^3t/M$
$\lambda_g$	Movilidad del gas	$L^3t/M$
$\lambda_o$	Movilidad del petróleo	$L^3t/M$
$\lambda_w$	Movilidad del agua	$L^3t/M$
$\mu$	Micro	
$\mu$	Viscosidad	$M/Lt$
$\mu_g$	Viscosidad del gas	$M/Lt$
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo	$M/Lt$
$\mu_w$	Viscosidad del agua	$M/Lt$
$\rho$	Densidad	$M/L^3$
$\rho_g$	Densidad del gas	$M/L^3$
$\rho_o$	Densidad del petróleo	$M/L^3$
$\rho_w$	Densidad del agua	$M/L^3$
$\phi$	Porosidad	
$\sigma$	Tensión interfacial	$M/t^2$
$^{\circ}C$	Grados Celsius	T
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit	T
$^{\circ}API$	Grados API	
%	Tanto por ciento	

## RESUMEN

El presente trabajo analiza la pre-factibilidad de inyección de agua en un arreglo de 5 pozos en el campo Parahuacu del Oriente Ecuatoriano en el cual se plantea invertir el pozo Parahuacu 22-D a pozo inyector el cual mediante la inyección afectará el comportamiento de los pozos Parahuacu 8, Parahuacu 12, Parahuacu 13 y Parahuacu 15.

Se describe en forma detallada la metodología para analizar la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. Para lo cual se realizó:

Recopilación de los datos de yacimiento y de los pozos involucrados en el estudio.

Marco teórico sobre ecuaciones y definiciones básicas para entender el proceso de inyección de agua.

Descripción de los métodos utilizados para predecir el comportamiento de inyección de agua.

Cálculo de los parámetros necesarios para aplicar los métodos a utilizar.

Cálculo del petróleo incremental, factor de recuperación, agua inyectada, caudal de petróleo producido y otros factores en función del tiempo, lo cual permite tomar decisiones sobre la vida del proyecto y determinar si es o no factible.

Análisis económico del proyecto, partiendo de flujos de caja y determinando indicadores económicos como “Valor Presente Neto” y “Tasa interna de retorno”, que son fundamentales para determinar la viabilidad de un proyecto.

## PRESENTACIÓN

El Campo Parahuacu fue descubierto por la Compañía Texaco-Gulf con la perforación del pozo exploratorio PRH N°1 en Octubre de 1968, sin embargo la producción formal del Campo comenzó en diciembre de 1978 con 900 BPPD en la arenisca "T" y una presión de 3823 psi. Debido al desarrollo del campo la presión de reservorio ha ido disminuyendo y la producción se ha logrado mantener mediante implementación de sistemas de levantamiento artificial.

El campo Parahuacu consta con 14 pozos productores y 9 pozos cerrados, a los cuales se les puede dar otra aplicación como en el caso del pozo de estudio hacer la inversión de pozo productor a pozo inyector.

Existe la necesidad de incrementar la producción de petróleo en los diferentes campos del Oriente Ecuatoriano.

Este trabajo se realiza con el objetivo de determinar si el proyecto de inyección de agua en la arena "T" inferior en el Campo Parahuacu pozo 22-D es factible en la actualidad, mediante métodos de predicción del comportamiento de inyección de agua y un análisis económico.

En el primer capítulo se realiza la recopilación de información necesaria para la predicción de implementación de inyección de agua.

En el capítulo dos se habla sobre parámetros de los cuales depende la inyección de agua, conjuntamente con los métodos de predicción y los resultados obtenidos.

El tercer capítulo es el análisis económico del proyecto

Y finalmente el capítulo cuatro son conclusiones y recomendaciones.

# CAPÍTULO 1

## DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

### 1.1 ANTECEDENTES

El campo Parahuacu es operado por Petroamazonas y se ubica en la provincia de Sucumbíos en la Cuenca Oriente del Ecuador.

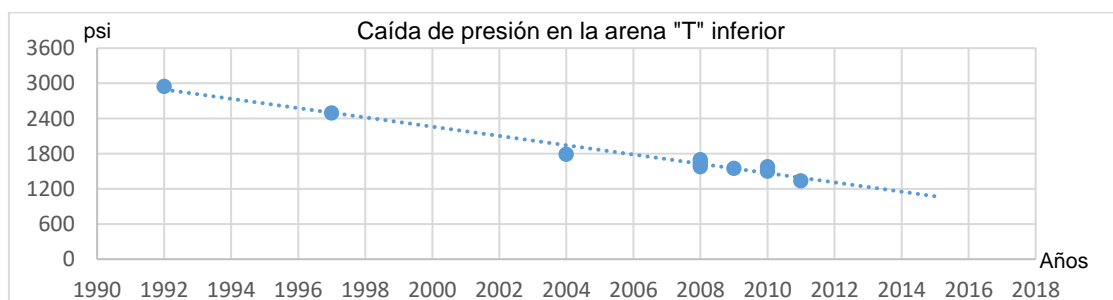
En octubre de 1968 la compañía Texaco-Gulf descubrió el campo Parahuacu mediante la perforación del pozo exploratorio PRH N°1 el cual alcanzó una profundidad de 10173 ft y fue completado el 18 de noviembre de 1968. La producción inicial formal del campo fue en 1978 aportando 900 BPPD en la arenisca "T" con 31 grados API y 0,2% de BSW (Castañeda A, 2007).

El campo se encuentra ubicado sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca el cual separa la cuenca del Oriente en Perú y Ecuador. La estructura del campo es un anticlinal de orientación N-S, de 13 km de largo y 2 km de ancho. Se halla limitada al este por una falla inversa de alto ángulo (Obando A, 2007).

Un total de 23 pozos han sido perforados hasta Septiembre del 2017. Su producción se da de las areniscas Basal Tena y areniscas "U" y "T", pertenecientes a la formación Napo inferior. (PETROAMAZONAS EP; 2016).

En la figura 1.1 se puede observar como la presión del campo Parahuacu en la arena "T" inferior ha ido decreciendo en el transcurso de los años de su producción. En el Anexo 4 se encuentra el mapa isobárico actual de la arena "T" inferior.

**FIGURA 1.1 CAÍDA DE PRESIÓN EN LA ARENA "T" INFERIOR DEL CAMPO PARAHUACU**



Fuente: Petroamazonas EP, 2016

Elaboración: Nixon Ayala



## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU

El campo Parahuacu se encuentra en el área Libertador, Cuenca Oriente del Ecuador a 16 km al sur-este del campo Lago Agrio como se observa en la figura 1.2 (Castañedo, 2007).

Las coordenadas geográficas y UTM donde se halla ubicado el campo son:

GEOGRÁFICAS:

Latitud: 00° 07' 00" – 00° 01' 00" N

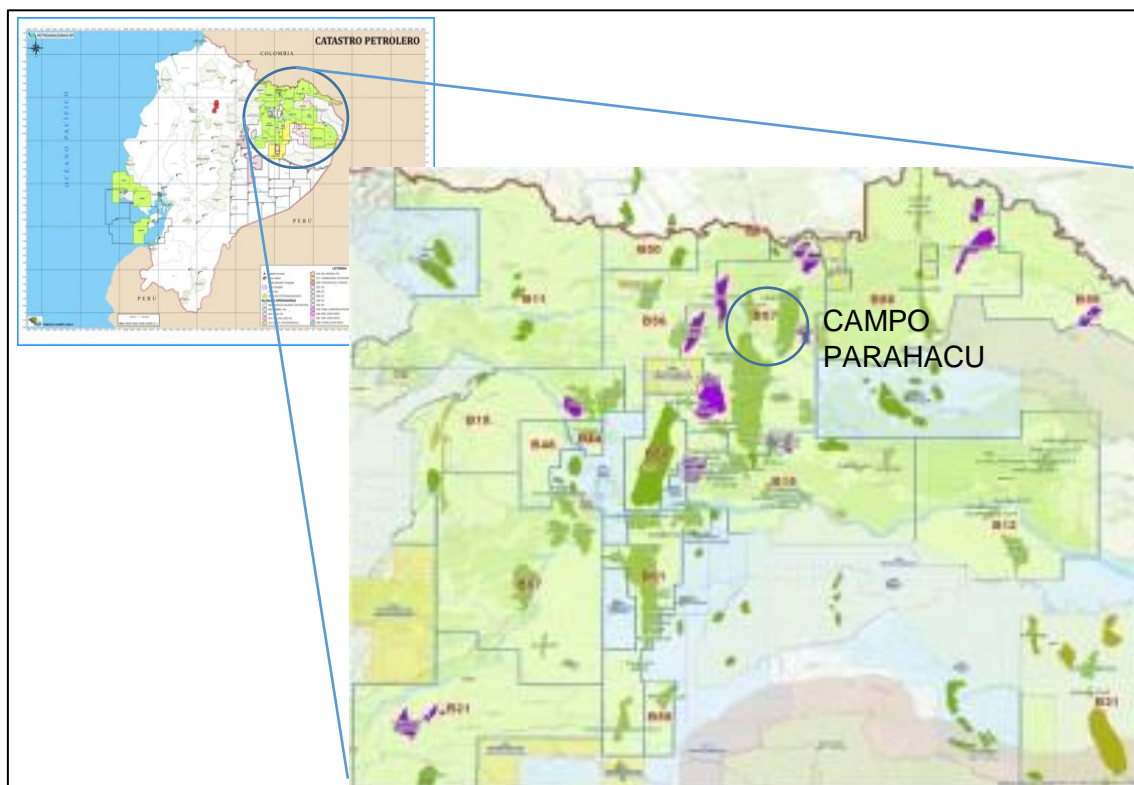
Longitud: 76° 43' 00" – 76° 38' 00" W

UTM:

Latitud: 10001000 – 10024000 N

Longitud: 304000 – 320000 W

**FIGURA 1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO PARAHUACU**



Fuente: Petroamazonas EP, 2017.  
Elaboración: Gloria Uguña.

### 1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

El campo Parahuacu está limitado al norte del río Aguarico por un terreno de selva afluente del río Amazonas. Separa la Cuenca Oriente de Ecuador y Perú y se halla hacia el sur de la Cuenca Putumayo en Colombia. Se ubica sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca. Se han producido 5 periodos de deformación estructural, con presencia de anticlinales, fallas y narices estructurales (Obando A, 2007).

Dos anticlinales que son controlados por dos fallas inversas han sido confirmados mediante la interpretación sísmica 3D. Existe presencia de pequeñas fallas con pequeños sellos hacia arriba de la serie hasta que desaparecen en Basal Tena.

El campo se halla formado por un anticlinal de 13 km de largo, ancho promedio de 12 km y orientación norte-sur. Presenta una falla sedimentaria inversa sub-vertical la cual es sello hacia el este con su lado levantado hacia el oeste. Existe un desplazamiento vertical de 200 ft. La figura 1.3 muestra el mapa estructural del campo Parahuacu donde se pueden observar los distintos pliegues, fallas y otras estructuras geológicas del campo Parahuacu. El campo está configurado por las formaciones cretácicas Tena y Napo las cuales presentan presencia de hidrocarburo. Las areniscas Basal Tena, Napo "U" y Napo "T" con los yacimientos productores (Castañeda A, 2017).

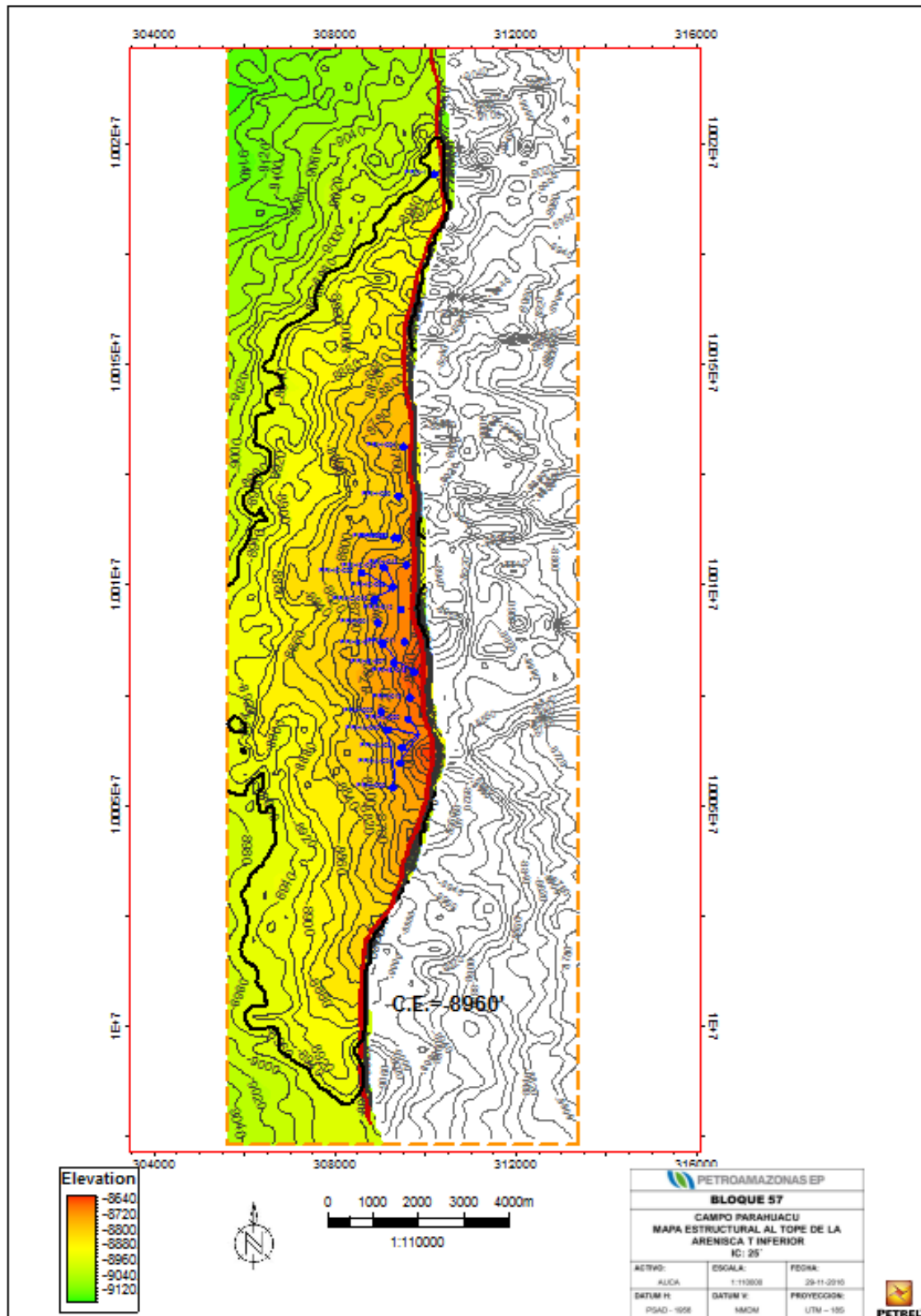
Los acuíferos presentes en las areniscas "U" y "T" son parcialmente activos, actúan arealmente en diferentes zonas a lo largo de todo el campo.

La declinación de presión en el campo, muestra que los cuerpos de arenisca presentes, tienen tendencia norte-sur similar a la dirección de la estructura.

En la mayoría de los pozos se recupera bajos volúmenes de agua indicando una columna limitada de agua, lo cual resulta en una pérdida de presión del yacimiento.

La estructura del campo Parahuacu presenta una primera fase extensiva, que también se encuentra presente en las estructuras Culebra-Yulebra-Anaconda, Charapa, pertenecientes a la edad albiana, se encuentra definida por fallas normales sin-sedimentarias que no sufrieron inversión posterior (Obando A, 2007).

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENA “T” INFERIOR



Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Elaboración: Gloria Uguña.

## **1.4 ESTRATIGRAFÍA**

Mediante estudios de núcleos y registros eléctricos del campo Parahuacu, Guantadureno y Atacapi se determinó que los yacimientos “U” y “T” son parte del ambiente deltaico. La columna estratigráfica del campo Parahuacu basado en el análisis del pozo 5 se encuentra representada en la figura 1.4, donde se puede observar más propiedades de su estratigrafía.

### **1.4.1 FORMACIÓN BASAL TENA**

Según datos sísmicos y el mapa de depositación ambiental, la formación Basal Tena fue depositada en un canal erosionado con un potencial hidrocarburífero probado. Es delgada, aproximadamente 16 ft de potencia y se cree que las lutitas marinas que se encuentran debajo, son la fuente de hidrocarburo (Castañeda A, 2007).

La profundidad a la que se encuentra esta arena varía entre 8790 a 8820 ft.

La porosidad y saturación de agua de esta arena es de 15,22% y 30,33% respectivamente. No presenta zonas con elevada saturación de agua ni contacto agua petróleo a nivel de yacimiento (Ordoñez D, 2007).

### **1.4.2 FORMACIÓN NAPO**

Debido a las posibilidades de acumulación de hidrocarburos, esta formación es considerada la más importante. Su espesor es aproximadamente 40 ft de Oeste a Este.

Existe presencia de arenas, calizas y lutitas que se localizan dependiendo de los eventos regresivos y transgresivos.

- Secuencia transgresiva: Esta formada por:

FIGURA 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU

FORMACIÓN	MIEMBRO	ZONA	EDAD	CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS EN RIPIOS
TENA		BASAL TENA	MAESTRICHIANO	<b>Limolita:</b> Semidura de color rojo moteada de blanco y de color amarillo. Arcillolita: Blanda, de color rojo ladrillo moteada de blanco y de color blanco moteada de rojo con trazas de anhidrita. Arenisca: cuarzosa, gris, de grano muy fino a fino, luego grano medio y en el fondo grano grueso de subangular a subredondeado, cemento silíceo, matriz arcillosa, levemente calcárea y ligeramente glauconítica con presencia de hidrocarburos.
NAPÓ	NAPÓ SUPERIOR	Mark- "L"	Campaniano	<b>Lutita:</b> Fisil, dura, de color gris a negro <b>Caliza:</b> café clara, crema, semidura.
			Santoniano	<b>Lutita:</b> Fisil, dura, de color gris oscuro a negro
			Coniaciano	<b>Caliza:</b> café clara, crema, semidura.
	NAPÓ MEDIO	Caliza "M-2"	TURONCIANO	<b>Caliza:</b> gris oscura a negra, masisa, dura. <b>Lutita:</b> Fisil, dura, de color gris oscuro a negro
		Caliza "A"		<b>Caliza:</b> café clara, arenosa, suave. <b>Caliza:</b> color blanco, terrosa semidura. <b>Caliza:</b> color gris claro, blanquecina, moteada de café, masiva, suave
	NAPÓ INFERIOR	Arenisca U superior	Cenomaniano	<b>Arenisca:</b> cuarzosa, café claro, grano fino a medio, subangular a subredondeada, regular clasificación, cemento algo calcáreo, glauconítica, trazas de piritita e hidrocarburo.
		Lutita	Cenomaniano (inferior a medio)	<b>Arenisca:</b> cuarzosa café claro, de grano medio a grueso, friable, subangular a subredondeada, buena clasificación, cemento silíceo, buena saturación de hidrocarburos. <b>Lutita:</b> color gris oscuras, semiduras, fisil, no calcáreas.
		Caliza "B"		<b>Caliza:</b> gris a gris oscura, dura masisa, microcristalino <b>Caliza:</b> color blanquecino a gris claro, suave, con trazas de glauconita
		Arenisca "T" superior	Albiano superior	<b>Arenisca:</b> cuarzosa color café claro a translúcido de grano fino a medio, subangular a subredondeada, regular clasificación, cemento, ligeramente calcárea, glauconítica, trazas y pobre a regular saturación de hidrocarburos.
		Arenisca "T" inferior		<b>Arenisca:</b> cuarzosa color café oscuro, de grano fino a fino a medio, subangular a subredondeada, regular clasificación, cemento, ligeramente calcáreo, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo blanquecina, corte rápido, sin residuo
Caliza "T"		<b>Lutita:</b> color gris oscura, a negra, fisil, laminar semidura a dura		
Lutitas Napo Basal		<b>Caliza:</b> color gris claro, suave, con trazas de glauconita <b>Caliza:</b> gris oscura, moteada, firme, semidura.		
HOLLÍN	Caliza "C"	Aptiano superior a la Albiano inferior	<b>Caliza:</b> café clara, crema, blanquecina, suave, con trazas de glauconita <b>Arenisca:</b> cuarzo, color café oscuro a clara, de grano medio a grueso, friable a dura, subangular a subredondeada, mala clasificación, cemento, sílice, en partes calcáreo, saturada de hidrocarburos, glauconita con trazas de piritita fluorescencia amarillo blanquecina, corte lento residuo café claro	
	Hollin Superior			
	Hollin inferior		<b>Arenisca:</b> cuarzosa. Color café claro, de grano fino a medio, friable, subangular a subredondeada, buena clasificación, cemento, silíceo, manchas de hidrocarburos, fluorescencia, corte lento, residuo café claro.	

Fuente: Castañeda A, 2007.  
Modificado por: Nixon Ayala

Caliza A: Se encuentra sobre la arenisca "U" y está presente en toda la cuenca Oriente. Su color va de gris oscuro a negro, su espesor varía de 100 a 400 ft y su dureza va de densa a dura. Existe presencia de conchas fragmentadas, fósiles y trazas de alquitrán seco.

Caliza B: Presentan características similares a la caliza A, son oscuras, calcareníticas levemente píricas con intercalaciones de lutitas. Su espesor varía de 10 a 70 ft.

- Secuencia regresiva: Esta formada por:

Arenisca M-1: Se encuentra formando la parte superior de la formación Napo. Se conoce al norte como M-1, al centro como San Fernando y al Sur como Vivían. Se conforma de areniscas cuarzosas de color gris claro a blanco, presencia de cemento silíceo, pequeñas calizas y lentes delgados de lutitas duras de color gris a negro (Ordoñez D, 2001).

### **1.4.3 FORMACIÓN "U":**

La tendencia de esta arena es esencialmente paralela al eje estructural produciendo que el yacimiento sea extremadamente complejo y variable entre pozos. La parte central de la arena posee la mayor parte de saturación de petróleo (Obando A, 2007).

Se ha dividido en:

Superior: Presenta porosidad regular, formado por calizas, intercalaciones de lutitas y areniscas. Su espesor varía entre 0 y 15 ft. La conectividad entre sus arenas es baja, por esta razón la calidad de la roca reservorio es afectada.

Inferior: Su porosidad varía de regular a buena, presenta grano fino a grueso de color gris sub-redondeado. Presenta intercalaciones lutítico-arcillosa en su estructura arenosa, la cual afecta la conectividad vertical del reservorio. Existe una buena extensión lateral (Ordoñez D, 2001).

#### 1.4.4 FORMACIÓN “T”

La arena está formada por delgados canales distributarios de arena de barra de desembocadura. Un cuerpo arenoso macizo y homogéneo destaca hacia el intervalo inferior (Castañeda, 2007).

En la parte norte se encuentra su mejor espesor en los pozos PRH-01, PRH-08, PRH-07, y PRH-02. El espesor disminuye hacia la parte Sur encontrándose espesores entre 10 y 20 ft.

La arena presenta una buena extensión lateral y buena conectividad vertical lo cual favorece las condiciones de roca reservorio. El intervalo inferior posee una mejor continuidad de arena (Ordoñez, 2001).

La sección gruesa no ha sido penetrada por ningún pozo.

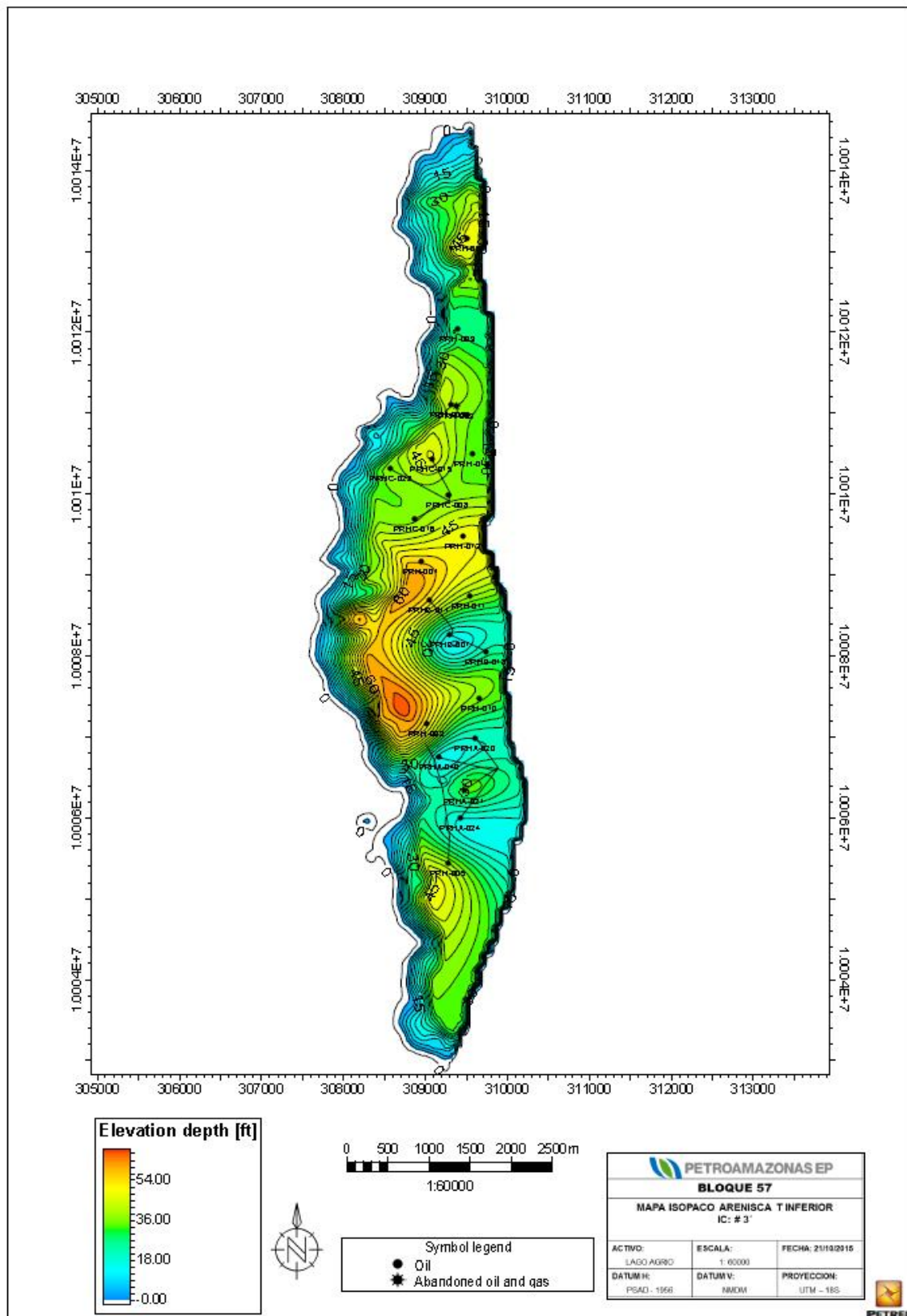
La profundidad a la que se encuentra la arena es: la parte superior varía entre 9645 a 9690 ft y la parte inferior varía entre 9690 a 9750 ft (Obando, 2007).

“T” Superior: La porosidad en la arena es mala. Existe presencia de estratos intercalados de calizas, lutitas y areniscas de color gris de grano fino (Obando, 2001)

“T” Inferior: Esta arenisca posee una porosidad regular de 12% a 15%, su configuración esta dado por lentes de lutitas, calizas, areniscas de color gris a café claro con tamaño de grano medio y fino. Posee cemento calcáreo, glauconítico y su espesor es 36,5 ft (Castañeda, 2007).

El mapa isópaco de la Arena “T” inferior se encuentra ilustrado en la figura 1.5, en la cual se puede diferenciar las diferentes profundidades de la arena “T” inferior a diferentes ubicaciones.

**FIGURA 1.5 MAPA ISÓPACO DE LA ARENA T INFERIOR DEL CAMPO PARAHUACU**



Fuente: Petroamazonas EP, 2017.  
Elaborado por: Joaquín Vargas.



## **1.5 LITOLOGÍA**

### **1.5.1 FORMACIÓN BASAL TENA:**

Conformada por areniscas cuarzosas, hialinicas, de grano grueso o muy grueso, mala clasificación, subangular. Ligeramente calcáreo, corte rápido, fluorescencia amarillo blanquecino, residuo café claro (Castañeda, 2007).

### **1.5.2 FORMACIÓN “U” SUPERIOR:**

Presenta cuarzo de color gris claro de grano muy fino, subangular a subredondeada, fluorescencia amarilla blanquecina y presencia e hidrocarburos (Rivadeneira M; Barragán R; Baby P, 2004).

### **1.5.3 FORMACIÓN “U” INFERIOR:**

Su configuración es de una arenisca cuarzosa, con grano fino a medio. Subangular, mala clasificación, con hidrocarburos, fluorescencia natural, color amarillo claro y corte rápido, residuo café claro (Obando, 2007).

### **1.5.4 FORMACIÓN “T”**

Arenisca de cuarzo de color gris verdosa, tamaño de grano fino a fino, mal clasificada, subangular a subredondeada, presencia e hidrocarburo, fluorescencia blanquecina, corte rápido, sin residuo.

### **1.5.5 HOLLÍN**

Arenisca de cuarzo, grano muy fino subredondeado, tiene clasificación regular. El grano aumenta hacia la parte inferior, existen granos de glaucomita y presencia de hidrocarburos (Castañeda, 2007).

## 1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO

### 1.6.1 POROSIDAD

La porosidad es definida como la fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca. Puede ser determinada en laboratorio mediante una muestra de roca llamada testigo corona o mediante registros eléctricos (Bidner M; 2001).

Se expresa en fracción o porcentaje y la expresión con la cual se determina es:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (1.1)$$

Donde:

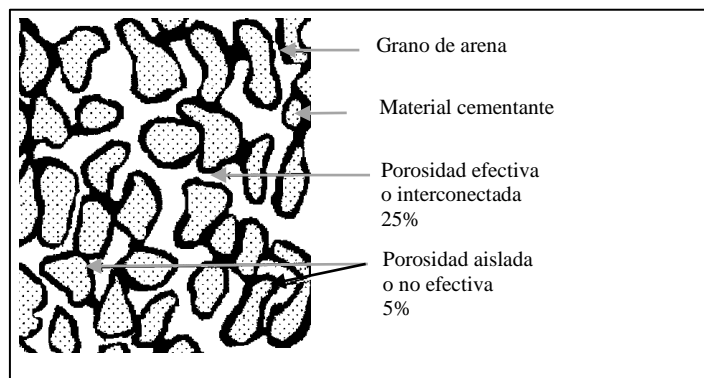
- $V_p$ : Volumen de poros del medio poroso
- $V_b$ : Volumen total del medio poroso

El rasgo más importante de la roca almacén es la porosidad ya que debe poseer el espacio poroso necesario de determinado tamaño y naturaleza para almacenar el aceite y gas en el yacimiento.

Una roca que tiene una porosidad inferior a 5% no es tomada en cuenta para la explotación comercial, a no ser que existan factores de compensación como fracturas, oquedades y cavernas (Gaspariano N; 2013).

En la figura 1.6 se puede observar cómo se halla distribuida la porosidad dentro de la roca.

**FIGURA 1.6 DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD**



Fuente: Bidner Mirtha, 2001.  
Modificado por: Nixon Ayala

## 1.6.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad se define como la propiedad del medio poroso que mide la habilidad y capacidad de la formación para transmitir fluidos a través de esta.

Esta propiedad de la roca controla la dirección del movimiento y el gasto de flujo de los fluidos presentes en la formación (Meza K; 2013).

La permeabilidad en la mayoría de rocas toma un valor menor a 1 Darcy por lo que generalmente se expresa en milidarcy (1 mD = 0,001 Darcy) (Gaspariano N; 2013).

El experimento realizado por el francés Henry Darcy permitió determinar:

$$k = \frac{q\mu}{A} \frac{dL}{dP} \quad (1.2)$$

Donde:

q = gasto volumétrico a través del núcleo

k = permeabilidad

$\mu$  = viscosidad del fluido

A = área de la sección transversal

L = longitud de la muestra

dP = diferencial de presiones

### 1.6.2.1 Variación en permeabilidad

La permeabilidad puede presentar las siguientes variaciones:

- **Variaciones areales de permeabilidad:**

Los cambios areales de permeabilidad producen menos efecto en los resultados de la inyección de agua que las variaciones verticales. Se espera que en la arena exista continuidad lateral ya que el material depositado sobre la misma capa debería ser el mismo. Existen factores como el ambiente de depositación, compactación, procesos tectónicos, cementación los cuales pueden producir variación areal en la permeabilidad lo cual debe ser analizado el momento de seleccionar el modelo de inyección de agua (Willhite P, 1986).

- **Variación en permeabilidad vertical**

Debido a cambios en ambientes deposicionales, fuente de depositación y en la segregación de partículas puede darse una variación en las capas presentes en un reservorio lo que produce una variación en las propiedades de cada capa.

En casos en el cual la variación de permeabilidad es muy significativa puede tener un gran efecto sobre el proyecto de inyección de agua. El agua inyectada se moverá con mayor facilidad y rápidamente por las capas de mayor permeabilidad, lo cual produce que el momento de la ruptura una parte de las zonas de baja permeabilidad no se encuentre contactada por el agua.

Es importante determinar la variación de permeabilidad, y se la puede determinar mediante los diferentes pozos que son perforados en un área, los cuales mediante registros y datos de núcleos se puede determinar dicha variación. Si entre varios pozos se determina la presencia de un estrato se concluye que el estrato es continuo en esta area (Castañeda F, Cadena M, Sánchez D; 2012).

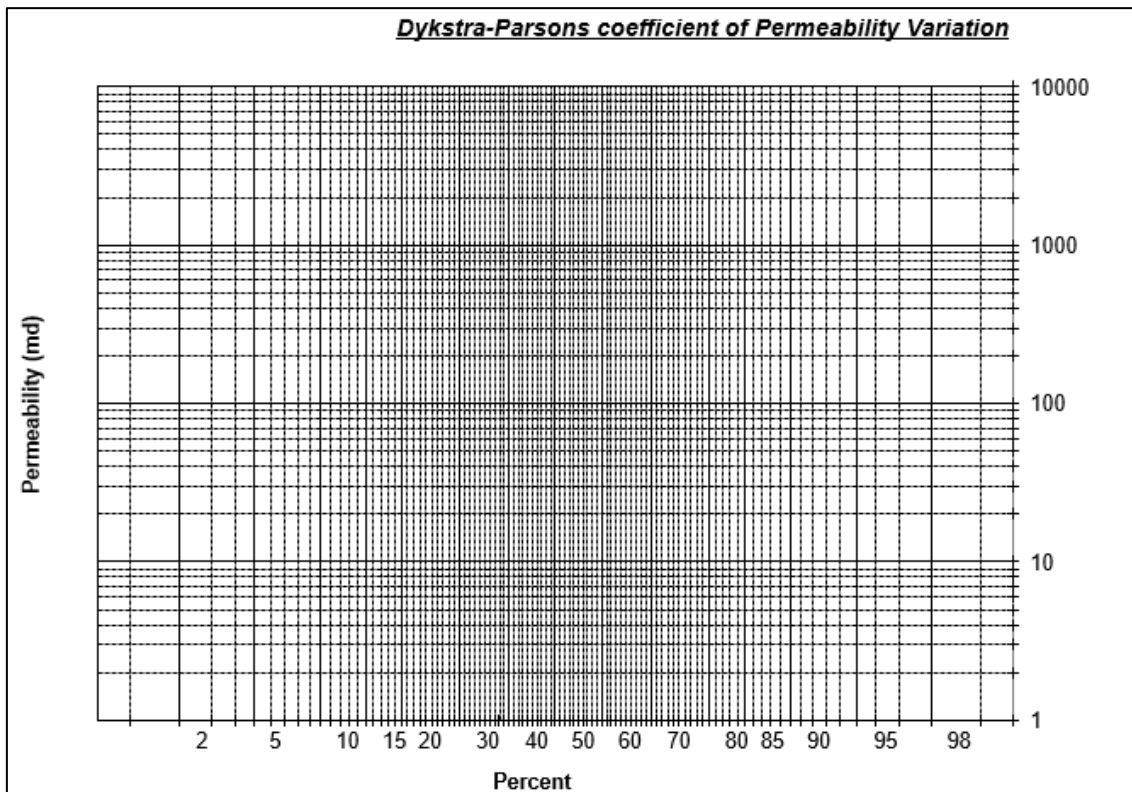
Dentro de los estudios de la variación de permeabilidad Dykstra y Parsons se basó en un estudio realizado por Law para determinar el coeficiente de variación de permeabilidad. El procedimiento para determinar la variación es:

- Se divide las muestras de permeabilidad con el fin de que todas tengan el mismo espesor.
- Ordenar las permeabilidades de mayor a menor.
- Se determina el valor de “porcentaje mayor que” para cada muestra. Este valor se expresa en porcentaje.
- Los datos del paso anterior se grafican en papel logarítmico-probabilidad de la figura 1.7. Se grafica permeabilidad en el eje logarítmico y el porcentaje mayor que en el de probabilidad.
- Se busca la recta que mejor se adapte a los puntos graficados y próximo se determina los valores de permeabilidad a una probabilidad de 84,1% y 50%.
- Se aplica la siguiente fórmula para determinar la variación:

$$V = (k_{50} - k_{81.4})/k_{50} \quad (1.3)$$

El valor encontrado es un indicador del grado de heterogeneidad del reservorio analizado y es usado para determinar el comportamiento de la inyección de agua.

**FIGURA 1.7 VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD DE DYKSTRA-PARSONS**



Fuente: Dykstra Parsons coefficient permeability variation spreadsheet

En la tabla 1.1 se encuentran los valores promedio de permeabilidad y porosidad para los diferentes yacimientos del campo Parahuacu.

**TABLA 1.1 PERMEABILIDAD Y POROSIDAD PRESENTES EN EL CAMPO PARAHUACU:**

YACIMIENTO	k(mD)	$\emptyset$ (%)
BASAL TENA	186	14,93
“U” INFERIOR	180	12,68
“T” SUPERIOR	200	11.90
“T” INFERIOR	247	13.95

Fuente: Petroamazonas EP, 2017  
Elaborado por: Petroamazonas EP.

Los rangos de porosidad y permeabilidad de la tabla 1.2 permiten evaluar la clase de porosidad y permeabilidad presente en la arena.

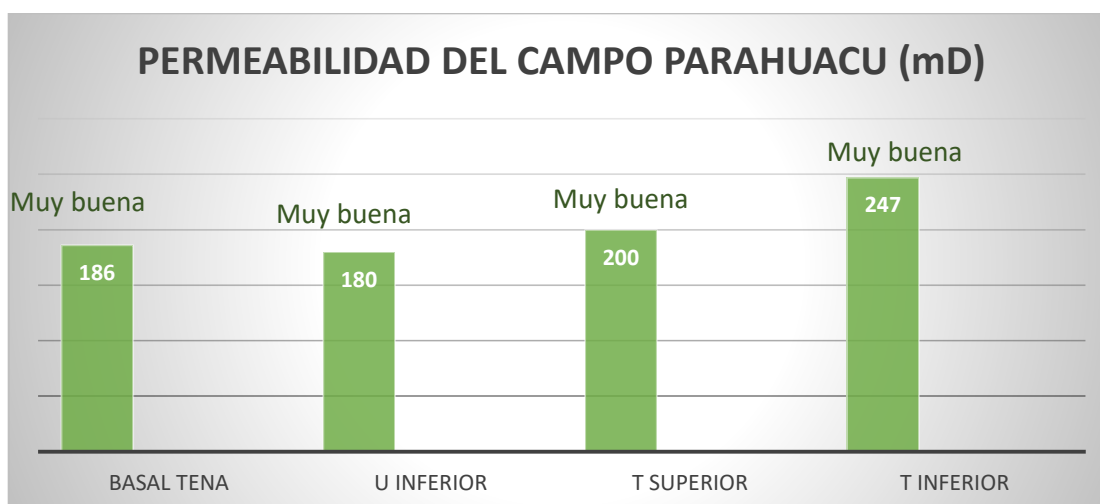
**TABLA 1.2 VALORES PARA EVALUAR LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD**

Porosidad en %	Evaluación	Permeabilidad
0 – 5	Despreciable	< 0,1
5 – 10	Pobre	0,1 – 1
10 – 15	Moderada	1 – 10
15 – 20	Buena	10 – 100
20 – 25	Muy buena	100 – 1000
>25	Excelente	>1000

Fuente: Bidner Mirtha, 2001.

Elaborado por: Nixon Ayala

En la figura 1.8 se realiza la evaluación de la permeabilidad en cada arena del campo Parahuacu basándose en los valores de las tablas 1.1 y 1.2

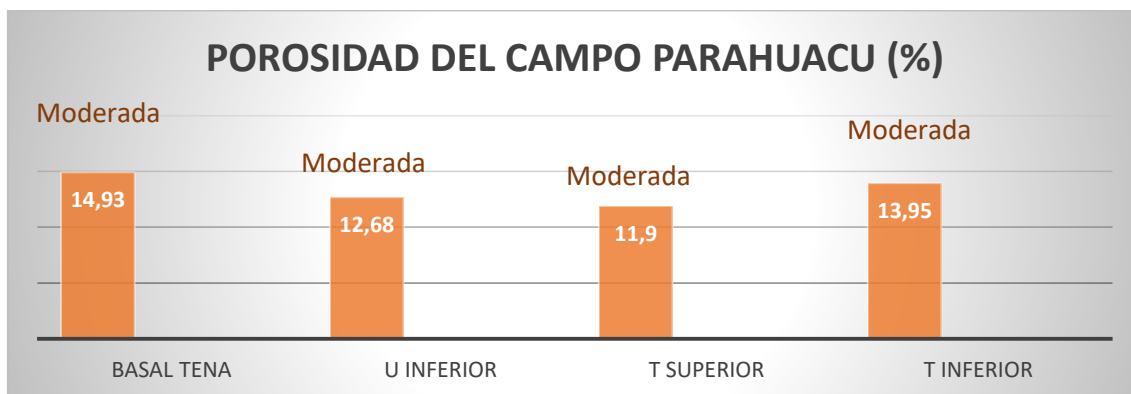
**FIGURA 1.8 GRÁFICA PORCENTUAL DE PERMEABILIDAD**

Fuente: Petroamazonas EP, 2016.

Elaborado por: Nixon Ayala

En la figura 1.9 se realiza la evaluación de qué tipo de porosidad se tiene en cada arena del campo Parahuacu basándose en los valores de las tablas 1.1 y 1.2

**FIGURA 1.9 GRÁFICA PORCENTUAL DE POROSIDAD**



Fuente: Petroamazonas EP, 2016.

Elaborado por: Nixon Ayala

### 1.6.3 SATURACIÓN

La saturación de un fluido es la medida de los fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso y se puede expresar en fracción y porcentaje. Permite conocer la distribución de los tres fluidos propios del yacimiento, que son: aceite, agua y gas (Gaspariano N; 2013).

Así se puede establecer la ecuación de saturación para cada fluido presente en la formación:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso efectivo}} \quad (1.4)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso efectivo}} \quad (1.5)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso efectivo}} \quad (1.6)$$

La suma de las tres saturaciones expresadas en fracción debe ser igual a uno.

#### TIPO DE SATURACIONES:

- Saturación inicial: Saturación a la cual el yacimiento es descubierto
- Saturación remanente: Saturación en el yacimiento después de un periodo de explotación en una zona determinada.
- Saturación crítica: Un fluido dentro del medio poroso inicia su movimiento cuando la saturación toma el valor de la saturación crítica (Meza K; 2013).

Mediante los registros eléctricos de cada pozo del estudio, (Anexo 7) se determinó la saturación de los pozos que forman parte del estudio. Estos valores se encuentran en la tabla 1.3.

**TABLA 1.3 SATURACIÓN DE AGUA DE LOS POZOS A ESTUDIAR**

<b>POZOS</b>	<b>Sw %</b>
PRH 08 arena "T" inferior	0,22
PRH 12 arena "T" inferior	0,23
PRH 13 arena "T" inferior	0,09
PRH 15 arena "T" inferior	0,17
PRH 22D arena "T" inferior	0,41

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Elaborado por: Nixon Ayala

## 1.7 PROPIEDADES DEL CAMPO

Datos generales de las arenas del campo Parahuacu se encuentran en la tabla 1.4

**TABLA 1.4 DATOS DE ESPESOR, PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU POR ARENA**

<b>Yacimiento</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Pr actual (psi)</b>	<b>POES (bl)</b>	<b>Acumulado petróleo (MMbl)</b>	<b>FR a la recuperación final del yacimiento %</b>
BASAL TENA	5,66	1368	86'994062	1,51	3,38
U INFERIOR	16,79	1792	138'867085	5,992	15,23
T SUPERIOR	6,10	1950	31'524180	1,646	8,12
T INFERIOR	39,83	1300	96'481793	16,193	33,80

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Elaborado por: Nixon Ayala



## 1.8 PROPIEDADES DE FLUIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO

En la tabla 1.5 se encuentran las propiedades del petróleo presente en las diferentes arenas del campo Parahuacu.

**TABLA 1.5 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO**

Yacimiento	Grados API	Bo	Relación de solubilidad	Viscosidad (cp)
BASAL TENA	20,3	1,124	160	20,4
“U” INFERIOR	32,3	1,206	310	1,31
“T” SUPERIOR	31,7	1,301	160	0,75
“T” INFERIOR	32,7	1,301	260	1,7

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Elaborado por: Nixon Ayala

## CAPÍTULO 2 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

### 2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA

A partir de la perforación de los pozos, estos inician su producción debido a las fuerzas naturales presentes en el reservorio las cuales desplazan los fluidos presentes hacia los pozos productores. El hidrocarburo puede fluir a superficie convirtiéndose en una acumulación económicamente rentable (Bailey B, Crabtree M, Tyrie J; 2000).

A medida que se va produciendo, las fuerzas naturales van disminuyendo hasta que el yacimiento alcanza su límite físico. Cuando el yacimiento llega a este punto, las fuerzas capilares entre poros y fluidos, atrapan al petróleo y este deja de fluir naturalmente (Guatavita O, Trujillo J; 2012). En la tabla 2.1 se hallan detallados los mecanismos primarios de producción y sus características.

**TABLA 2.1 LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SUS CARACTERÍSTICAS**

Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	Wp	Eficiencia
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo $P_1 > P_b$	Permanece bajo y constante	No, excepto alto Sw	1-10 %
Gas en solución	Declina rápida y continuo	Primero alto incrementa y cae	No, excepto alto Sw	5-35 %
Capa de gas	Cae lenta y continuo	Crece cont. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40 %
Empuje de agua	Permanece alta. P depende del caudal	Se mantiene bajo si P es alta	Pozos bajos tienen Wp que crece	35-80%
Segregación gravitacional	Declina rápida y continuo	Es bajo	Despreciable	40-80 %

Fuente: Universidad Politécnica del Golfo de México, 2012.

Modificado por: Nixon Ayala

Los mecanismos de producción por empuje por gas en solución, casquete gasífero y acuífero activo son considerados los más importantes.

## **2.2 RAZONES PARA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA**

Cuando finaliza la producción primaria del reservorio porque se produce una considerable disminución de la energía natural para producir, se ingresa a la etapa secundaria en la cual se administra energía adicional al reservorio mediante inyección de agua u otros métodos de recuperación secundaria (Silva B; 2011)

La inyección de agua es el proceso de recuperación de hidrocarburo más exitoso y más usado por las siguientes razones:

- Facilidad de inyectar agua en una formación
- Disponibilidad de agua
- El agua se extiende fácilmente a través del reservorio
- Bajo costo relativo a otros fluidos de inyección (Valencia R; 2012).

Los proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua se realizan con un esquema adecuado de pozos inyectoros y productores. Se selecciona el arreglo de inyección de agua tomando en cuenta:

- La ubicación de los pozos existentes
- Geometría del reservorio
- Costos de perforación de nuevos pozos en caso de haberlo
- Eficiencia areal que se requiere en el proyecto
- Como se aprovecha la energía gravitacional como fuerza adicional (Coral L; 2012).

Los factores de recobro alcanzados por los métodos utilizados en cada mecanismo de producción, se encuentran en la figura 2.1.

## **2.3 ¿QUÉ ES UNA PREDICCIÓN DE AGUA?**

En la mayoría de casos la predicción debe responder las siguientes preguntas:

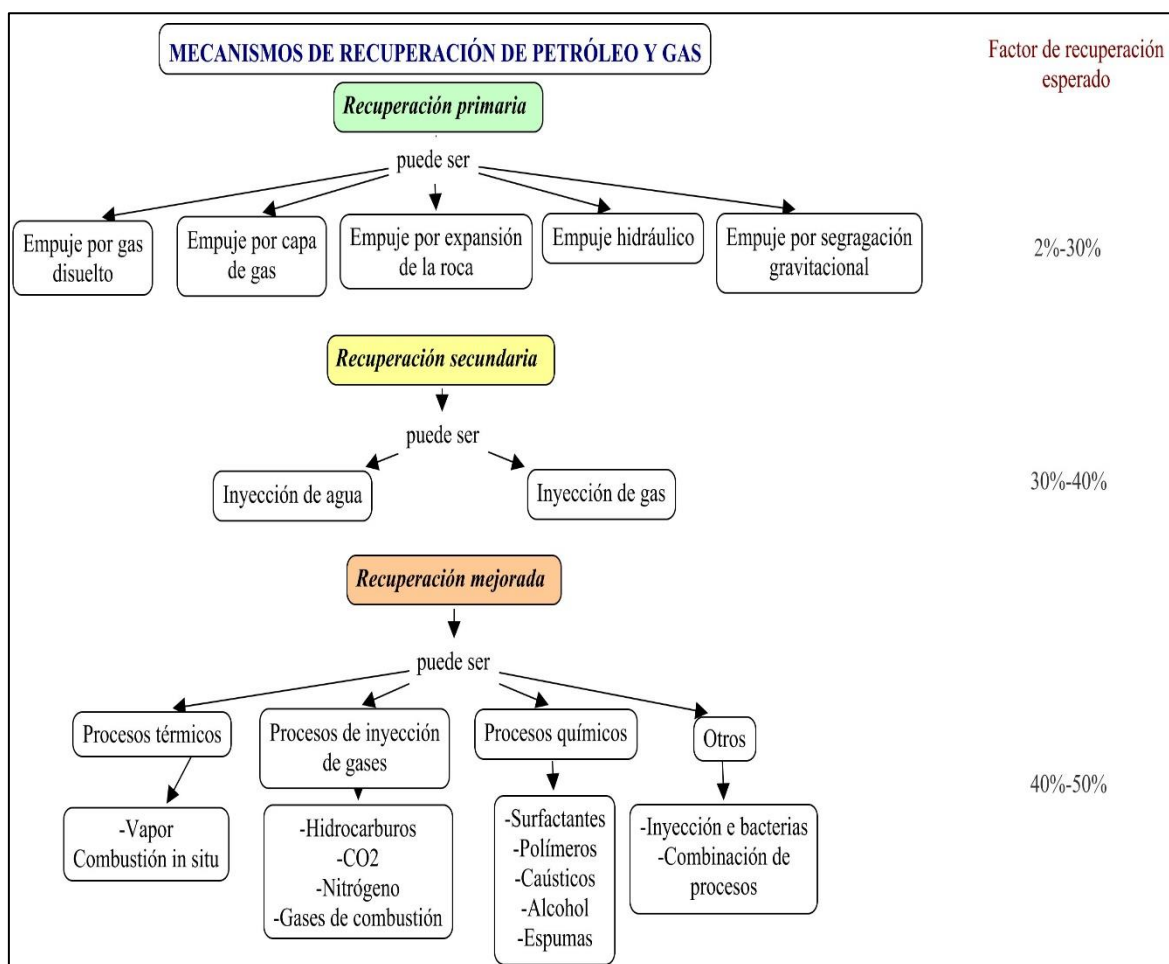
- ¿Cuánto petróleo va a ser recuperado por la inyección de agua?

- ¿Qué cantidad de agua va a ser inyectada y que cantidad va a ser producida?
- Recuperación de petróleo, producción de agua e inyección de agua en función de tiempo.

Cuando se responden estas preguntas, un análisis económico completo de inyección de agua puede ser realizado.

Para estudios económicos. Particularmente para estimar el potencial de reservas secundarias, solo la pregunta uno debe ser respondida.

**FIGURA 2.1 MAPA DE FACTOR DE RECUPERACIÓN EN FUNCIÓN DE MECANISMO DE PRODUCCIÓN**



Fuente: Coral Lucía, 2012  
 Modificado por: Nixon Ayala

## 2.4 FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

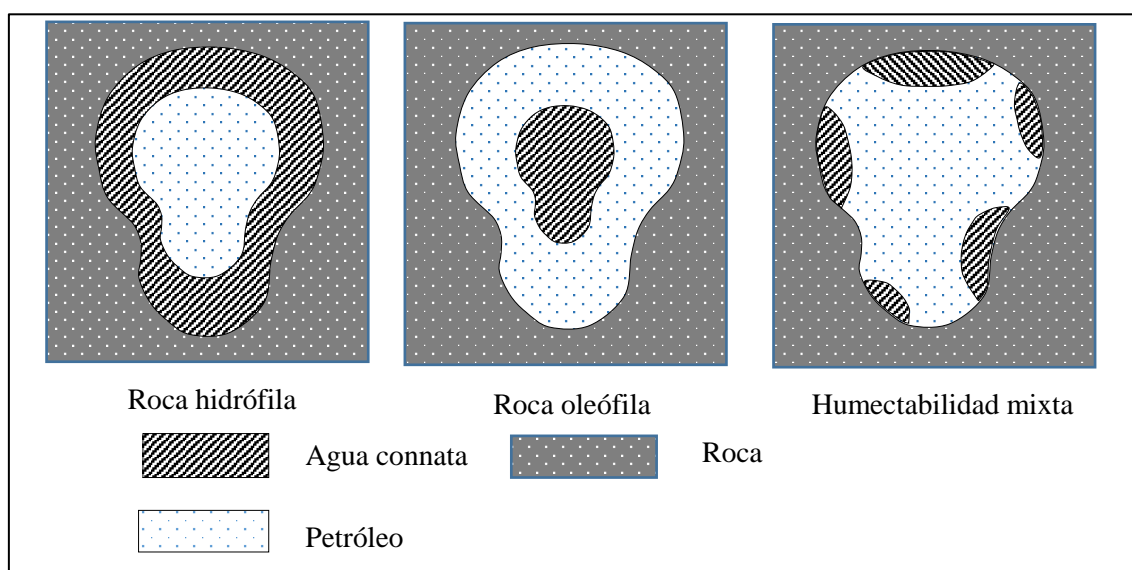
### 2.4.1 HUMECTABILIDAD

La humectabilidad es la tendencia que tiene un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En el caso de inyección de agua las fases mojantes pueden ser el petróleo o el agua, el gas en ocasiones estará presente pero no moja la roca. Cuando la roca es mojada por el agua (hidrófila), el agua ocupa los poros más pequeños y hace contacto con la superficie de la roca en los poros más grandes. El petróleo se localiza en medio de los poros grandes.

En el caso de rocas mojadas por petróleo (oleófilas), la localización de los fluidos es inverso a la del sistema hidrófilo. El agua usualmente continúa ocupando los poros más pequeños, pero el petróleo contacta la mayoría de superficie de los poros grandes. El agua ocupa el espacio medio de estos poros y se presenta en pequeñas cantidades (Smith J, Cobb W; 1997).

En la figura 2.2 se ilustra cómo se halla distribuido el agua y petróleo en el sistema rocoso dependiendo la humectabilidad de la roca.

**FIGURA 2.2 HUMECTABILIDAD DE ROCAS**



Fuente: Smith J, Cobb W; 1997  
Modificado por: Nixon Ayala

El petróleo nunca ingresa a los sistemas de poros pequeños, debido a las fuerzas capilares y consecuentemente no se espera que la humectabilidad de los poros pequeños cambie.

La humectabilidad de la roca y fluido es importante porque es el mayor factor que controla la localización, flujo y distribución de los fluidos en el reservorio (Smith J, Cobb W; 1997).

Los métodos que permiten determinar la humectabilidad de la roca de reservorio son:

- Ángulo de contacto
- Imbibición (pruebas en cores)
- Pruebas de presión capilar
- Pruebas de permeabilidad relativa
- Otras

En análisis de cores aplicando el método de Amott en 5 muestras de la arena "T" inferior se determinó que el reservorio indica una preferencia de humectabilidad al agua (Weatherford; 2011).

El método de Amott se halla detallado en el Anexo 6

#### **2.4.2 PERMEABILIDAD RELATIVA**

La permeabilidad relativa es una medida directa de la habilidad del sistema poroso para conducir un fluido, cuando uno o más están presentes. Estas propiedades son efecto de la geometría de los poros, humectabilidad, distribución de fluido, y saturación histórica.

Tres tipos de permeabilidad como base son usadas: la permeabilidad absoluta del aire, la permeabilidad absoluta del agua y la permeabilidad al petróleo a la saturación de agua connata. La permeabilidad que se usará en este estudio es la tercera (Forrest F, Craig J; 1982).

La permeabilidad relativa depende de la saturación de fluido, debido a que la permeabilidad efectiva es una función de la saturación.

La expresión para calcular la permeabilidad relativa es:

$$k_r = \frac{k_{efec}}{k} \quad (2.1)$$

Se puede utilizar como permeabilidad base, la permeabilidad efectiva al petróleo medida a una saturación irreductible de agua. (Rivera; 2015)

$$k_r = \frac{k_{efec}}{(k_o)_{S_{wir}}} \quad (2.2)$$

Probablemente esta propiedad sea la más importante que afecte el comportamiento de inyección de agua.

Para hallar el valor de las permeabilidades relativas existen un sin número de correlaciones y fórmulas empíricas, dependiendo de los datos que se dispone. En el presente estudio, debido a que no se cuenta con análisis de cores de la arena "T" inferior para determinar las curvas de permeabilidades relativas, se utilizará la correlación de Charles Robert Smith (1966), la cual a partir de consideraciones petrofísicas, se derivaron relaciones generalizadas para determinar la permeabilidad relativa de la fase mojante y no mojante en un sistema mojado por agua en un proceso de imbibición.

Las correlaciones son:

$$k_{rw} = S_w^4 \left( \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^{1/2} \quad (2.3)$$

$$k_{ro} = \left[ 1 - \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} - S_{or} \right]^2 \quad (2.4)$$

Donde:

$k_{rw}$ = permeabilidad relativa del agua

$k_{ro}$ = permeabilidad relativa del petróleo

$S_w$ = saturación de agua, fracción.

Swir= saturación de agua irreductible, fracción.

Sor= saturación residual del petróleo, fracción.

La tabla 2.2 indica dentro de que rangos pueden variar los valores de saturación de agua connata, saturación en la cual la permeabilidad relativa de agua y petróleo son iguales, permeabilidad relativa al agua en la saturación máxima de agua, dependiendo si la roca es hidrófila o oleófila. Esto sirve para diferenciar que preferencia de humectabilidad posee la roca solo observando las curvas de permeabilidad relativa.

**TABLA 2.2 DIFERENCIAS EN LAS PROPIEDADES DE FLUJO QUE INDICAN LA PREFERENCIA DE MOJABILIDAD**

	<b>Roca hidrófila</b>	<b>Roca oleófila</b>
Saturación de agua connata	Usualmente mayor 20% a 25 %	Generalmente menor a 15%, frecuentemente menor a 10%.
Saturación en la cual la permeabilidad relativa de agua y petróleo son iguales	Se da en un valor mayor al 50% de saturación de agua	Se da en un valor menor al 50% de saturación de agua
Permeabilidad relativa al agua en la saturación máxima de agua.	Generalmente menor a 30 %	Mayor a 50% acercándose al 100%

Fuente: Forrest F, Craig J; 1982.

Modificado por: Nixon Ayala

### **2.4.3 TIPOS DE INYECCIÓN**

Dependiendo de la localización de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede realizar de dos maneras:

#### **2.4.3.1 Inyección externa**

Se basa en inyectar el agua en los flancos del yacimiento. Se la llama también inyección tradicional, se inyecta en el acuífero cerca el contacto agua petróleo.



Es aplicada cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento o la estructura del mismo ayuda a la inyección de agua.

Se coloca los pozos de inyección en los acuíferos.

- Ventajas

Se necesita pocos pozos

NO se requiere perforar pozos adicionales

- Desventajas

Una parte de agua inyectada no desplaza el petróleo

Se dificulta realizar un seguimiento al frente de invasión (Castañeda F, Cadena M, Sánchez D; 2012).

#### **2.4.3.2 Inyección en arreglos**

Se inyecta el agua dentro de la zona donde se localiza el petróleo. El agua desplaza el petróleo hacia los pozos de producción.

También es conocida como inyección interna de agua. El agua es inyectada mediante un número considerado de pozos inyectoros, los cuales conjuntamente con los productores forman un arreglo geométrico.

El arreglo seleccionado dependerá del límite y estructura del yacimiento, permeabilidad, porosidad, continuidad de arenas, posición y número de pozos.

- Ventajas

En reservorios homogéneos se produce una invasión más rápida, en bajas permeabilidades efectivas, bajos buzamientos, ya que la distancia inyector productor es pequeña.

Elevada eficiencia areal.

- Desventajas

Este tipo de inyección requiere una mayor inversión, debido a los pozos inyectoros

No necesita una descripción detallada del reservorio (Forrest F, Craig J; 1982).

#### 2.4.4 MODELOS DE INYECCIÓN

Es aconsejable desarrollar un campo sobre un modelo que sea útil para el posterior recobro mejorado. Por esta razón es necesario el entendimiento básico de los modelos más usados.

- Modelo aislado: Se desarrolla el campo en función de un modelo. Tienen predicción de eficiencia más amplia
- Modelo normal: modelo con un pozo productor
- Modelo invertido: modelo con un pozo inyector

Se clasifican en:

- Geométricos: La distribución de pozos productores e inyectores se realiza de acuerdo a formas geométricas.
- Irregulares: pozos productores e inyectores están situados de forma desordenada.

Los modelos irregulares se clasifican en:

Inyección central  
Inyección periférica

Los modelos geométricos se clasifican en:

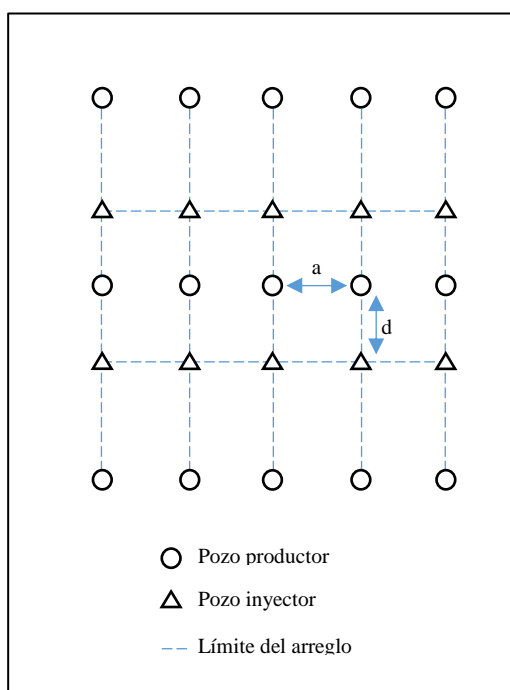
- En línea
  - Línea directa
  - Línea lateral o diagonal
- Periférico
  - 5 pozos
  - 4 pozos (normal)
  - 7 pozos (normal, invertido y distorsionado)
  - 9 pozos (normal e invertido) (Valencia R; 2012).

### 2.4.4.1 Línea directa de inyección

La única manera de lograr el 100% de la eficiencia areal al momento de la ruptura de agua es inyectando fluido en un plano completamente vertical. Esto no es físicamente posible pero puede aproximarse con un modelo donde los pozos productores e inyectores se compensen entre ellos (Smith J, Cobb W; 1997).

La eficiencia de barrido mejora si  $d/a$  aumenta, donde  $d$  es la distancia entre las filas de pozos productores e inyectores y  $a$  es la distancia entre los pozos adyacentes (Valencia R; 2012). El arreglo de pozos y la ubicación de  $a$  y  $d$ , se encuentran en la figura 2.3

**FIGURA 2.3 LÍNEA DIRECTA DE INYECCIÓN**



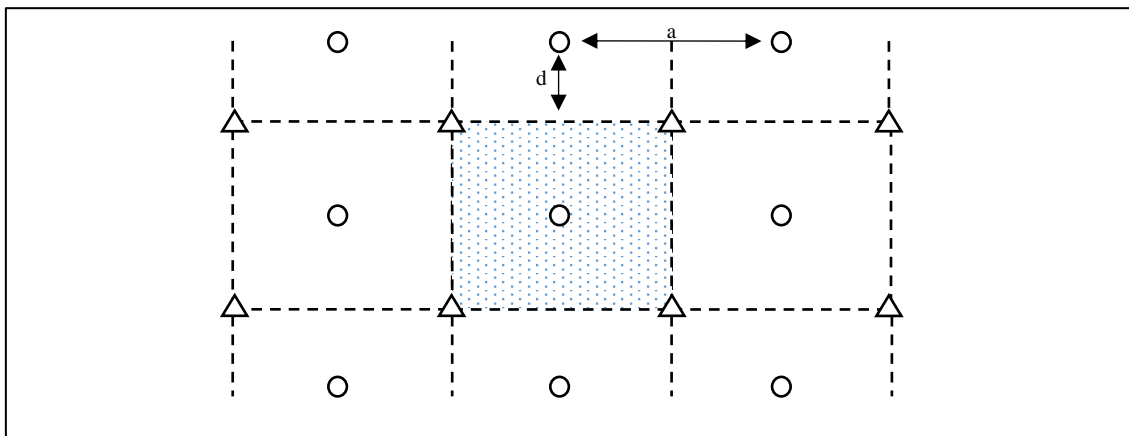
Fuente: Smith J, Cobb W; 1997  
Elaborado por: Nixon Ayala

### 2.4.4.2 Línea escalonada de inyección

Es una modificación simplificada de la línea directa. Los pozos inyectores se han movido de manera que los pozos en la línea alterna son desplazados un medio de la distancia entre pozos. Este método incrementa la eficiencia en comparación con

la línea directa. La figura 2.4 muestra cómo se hallan localizados los pozos inyector y productores.

**FIGURA 2.4 LÍNEA ESCALONADA DE INYECCIÓN**

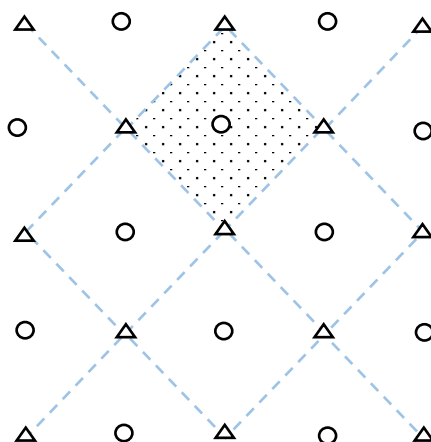


Fuente: Smith J, Cobb W; 1997  
Elaborado por: Nixon Ayala

#### 2.4.4.3 Modelo de cinco puntos

Es un caso especial de la línea de inyección escalonada, donde el radio  $d/a$  es 0,5. Este es el modelo comúnmente más usado. El arreglo de 5 pozos es un modelo altamente conductivo debido a que el camino de flujo más corto es una línea recta entre pozo inyector y productor. Este arreglo se lo ilustra en la figura 2.5.

El arreglo ofrece un buen comportamiento de barrido. El modelo cuadrado de perforación que facilita el modelo de cinco puntos también puede ser usado para crear otros modelos de inyección simplificando la posición de pozos inyector y productores (Willhite P, 1986).

**FIGURA 2.5 MODELO DE CINCO PUNTOS**

Fuente: Valencia, 2012  
Modificado por: Nixon Ayala

### 2.4.5 RELACIÓN DE MOBILIDAD

Es una herramienta fundamental en la ingeniería de yacimientos, especialmente en la predicción del comportamiento de un proceso de inyección de fluidos en el yacimiento, perteneciente a la recuperación secundaria o mejorada.

Se define a la relación de movilidad como la relación entre la movilidad de la fase desplazante que puede ser agua o LGP y la movilidad de la fase desplazada que en este caso sería el petróleo (Castañeda F, Cadena M, Sánchez D; 2012).

La movilidad y relación de movilidad se calculan mediante:

$$movilidad = \frac{k}{\mu} \quad (2.5)$$

$$M = relación\ de\ movilidad = \frac{movilidad\ del\ fluido\ desplazante}{movilidad\ del\ fluido\ desplazado} = \frac{(k/\mu)_{desplazante}}{(k/\mu)_{desplazado}} \quad (2.6)$$

Donde:

$k_{rw}$ = permeabilidad relativa al agua, mD.

$k_{ro}$ = permeabilidad relativa al petróleo, mD.

$\mu_w$ = viscosidad del agua, cp.

$\mu_o$ = viscosidad del petróleo, cp.

La relación de movilidad está relacionada con la eficiencia de barrido tal que si la eficiencia de barrido disminuye, la relación de movilidad aumenta.

Se ha logrado establecer que cuando:

- $M=1$ , los dos fluidos se desplazan a la misma velocidad
- $M>1$  El fluido que se desplaza más rápido es el desplazante
- $M<1$  El fluido que se desplaza más rápido es el desplazado

Si  $M>1$  se tiene flujo inestable no favorable, ya que no se quiere que el fluido inyectado se desplace más rápido que el que se desea desplazar.

Si  $M<1$  se beneficia el proceso de inyección ya que el fluido desplazado se mueve más rápido que el desplazante. En este caso se retarda la ruptura de agua hacia los pozos productores.

Si  $M=1$  se llama desplazamiento tipo pistón ya que delante del frente se mueve el fluido desplazado y tras el frente se mueve el desplazante (Rivera L; 2015).

#### **2.4.6 EFICIENCIA DE BARRIDO**

En un proceso de inyección de agua, la inyección y producción ocurren en puntos específicos. Debido a esto se producen distribuciones de presión y líneas de flujo entre los pozos productores e inyectores. En los modelos de inyección geométricos la línea más corta entre pozos productores e inyectores es una línea recta en la cual el gradiente a lo largo de ella es el máximo. Debido a esto el agua que se mueve mediante esta línea alcanzará el pozo productor mucho más antes que el agua que sigue la trayectoria de las otras líneas de flujo. Por lo tanto el momento de la ruptura existe solo una parte del yacimiento que se ha contactado con el agua. A esta fracción de contacto se la conoce como eficiencia de barrido (Forrest F, Craig J; 1982).

La eficiencia de barrido es un análisis a nivel microscópico y toma en cuenta la interacción que sucede entre los fluidos con el reservorio.

Con muestras de núcleos se realiza pruebas de invasión para analizar el comportamiento a nivel de yacimiento en caso de inyección de agua.

Para el cálculo de la eficiencia de barrido areal en la ruptura para un arreglo de cinco pozos se calcula la relación agua-petróleo, a medida que llega a la ruptura, con la siguiente ecuación:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} k_i h_i}{\sum_{i=m+1}^{i=n} \frac{k_i h_i}{\sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m}(1-M^2)}}} \frac{B_o}{B_w} \quad (2.7)$$

Donde:

WOR= relación agua petróleo

$k_i$ = permeabilidad absoluta de cada capa, mD

$h_i$ = espesor de cada capa, ft.

M= relación movilidad agua- petróleo.

$B_o$ = factor volumétrico del petróleo, bl/BF.

$B_w$ = factor volumétrico del agua, bl/BF.

- Determinar el valor de flujo fraccional para cada uno de los WOR antes encontrados.

$$f_w = \left[ \frac{WOR}{\frac{B_o}{B_w} + WOR} \right] \quad (2.8)$$

Calculamos los valores de eficiencia areal, usando:

$$E_{abt} = \frac{1}{1+A} \quad (2.9)$$

Donde:

$$A = [-0.2062 \ln(M + (-0.0712)) + (-0.511)]f_w + 0.3048 \ln(M + 0.123) + 0.4394 \quad (2.10)$$

#### 2.4.6.1 Eficiencia de barrido vertical:

Es definida como la fracción vertical del reservorio que se ha contactado con el fluido desplazante

$$E_A = (\text{Área vertical invadida})/(\text{Área vertical total invadible}) \quad (2.11)$$

#### 2.4.6.2 Eficiencia de desplazamiento:

Mientras aumenta la saturación de fluido desplazante, incrementa la eficiencia de desplazamiento ya que es la fracción de volumen de petróleo contactado que se ha movilizado (Smith J, Cobb W; 1997).

$$E_D = \frac{(\text{Volumen de petróleo contactado movilizado})}{(\text{Volumen de petróleo contactado})} \quad (2.12)$$

#### 2.4.6.3 Eficiencia de barrido volumétrico:

Es la fracción de volumen total del reservorio o del arreglo que se haya dado a la inyección, que es contactado por el fluido desplazante. Se calcula partiendo de la cobertura con la que se produce la invasión vertical y cobertura areal. Esto se da debido a la estratificación y el modelo de inyección (Fontalvo M, Pérez M; 2016).

$$E_S = \frac{\text{Volumen invadido}}{\text{Volumen total invadible}} \quad (2.13)$$

También puede expresarse como:

$$E_S = E_A * E_V \quad (2.14)$$

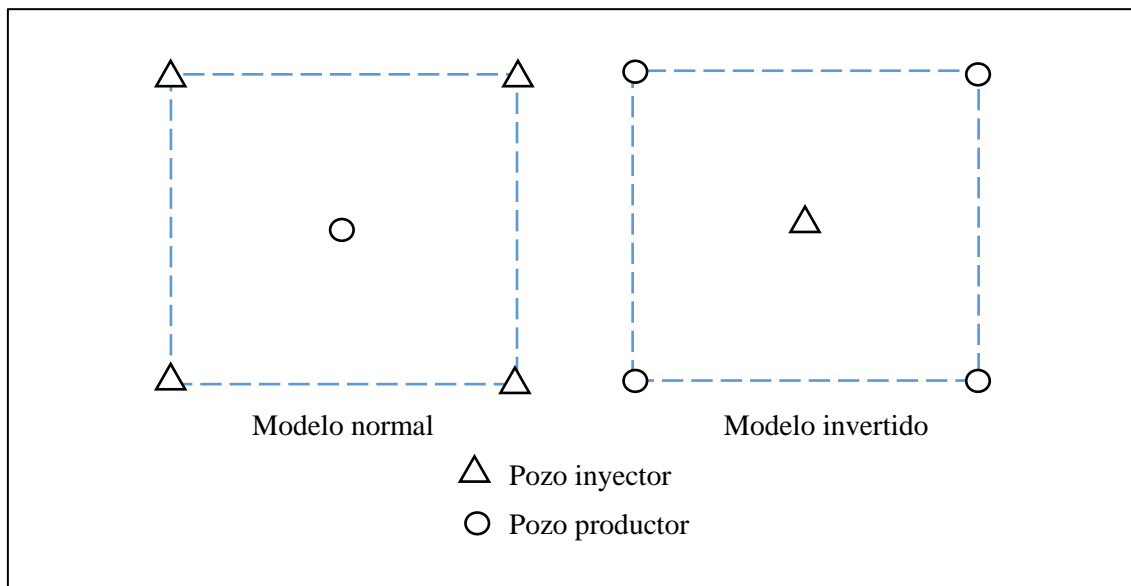
Para los valores de eficiencia areal se han realizado diferentes estudios tomando en cuenta los factores que afectan la eficiencia, condiciones del yacimiento y el arreglo geométrico que se haya seleccionado para el proyecto de inyección de agua.

El arreglo de cinco pozos normal e invertido como se ilustra en la figura 2.6, proporciona una excelente eficiencia de barrido debido a su línea directa de flujo más corta. El arreglo de perforación de cuadrado es muy flexible ya que se puede seleccionar varios arreglos de inyección mediante la variación de la posición de los



pozos inyectores como el asimétrico de 4 pozos, el de 9 pozos y el de 9 pozos invertido (Rivera L; 2015).

**FIGURA 2.6 MODELO DE 5 PUNTOS NORMAL E INVERTIDO**



Fuente: Rivera, 2015

Elaborado por: Nixon Ayala

## 2.5 PREDICCIÓN

Dado un escenario de inyección de agua se quisiera predecir información como el tiempo requerido para alcanzar la ruptura de agua, petróleo recuperado a la ruptura, radio agua-petróleo después de la ruptura, gráficas de producción vs tiempo, etc. Existen varios métodos que permiten realizar lo antes mencionado, estos se diferencian por sus consideraciones primarias como heterogeneidad, cálculos de barrido areal, desempeño de la inyección de agua, eficiencia de desplazamiento y otras variables que pueden afectar el rendimiento de la inyección de agua (Willhite G, 1986).

Los métodos de predicción de inyección de agua se dividen de acuerdo a su enfoque principal, y son:

- Efectos de barrido areal
- Estratificación de reservorio
- Mecanismos de desplazamiento
- Métodos numéricos

- Métodos empíricos (Smith J, Cobb W; 1997).

Debido a las limitaciones de los métodos que se enfocan en el barrido areal, estos no pueden ser utilizados en el presente estudio.

Las limitaciones son:

- Las correlaciones fueron desarrolladas usando fluidos miscibles y consecuentemente se asume desplazamiento tipo pistón. Se asume que no hay petróleo atrás del frente de barrido. A menos que la saturación de petróleo residual sea seleccionada, los cálculos de recobro pueden ser muy optimistas.
- Las correlaciones no funcionan para heterogeneidad areal y vertical.
- Cambios en radio de movilidad después de la ruptura de agua y sus efectos en la eficiencia de barrido areal no se consideran (Castañeda F, Cadena M, Sánchez D; 1012)

### **2.5.1 MÉTODOS DE PREDICCIÓN ENFOCADOS EN LA ESTRATIFICACIÓN DEL RESERVORIO**

Si no se toma en cuenta los efectos de estratificación del reservorio, se puede producir errores desastrosos en la predicción de eficiencia de inyección de agua (Smith J, Cobb W; 1997)

Un método dentro de esta clasificación que ha sido exitoso y muy usado en la predicción de inyección de agua es:

#### **2.5.1.1 Método de Dykstra Parsons**

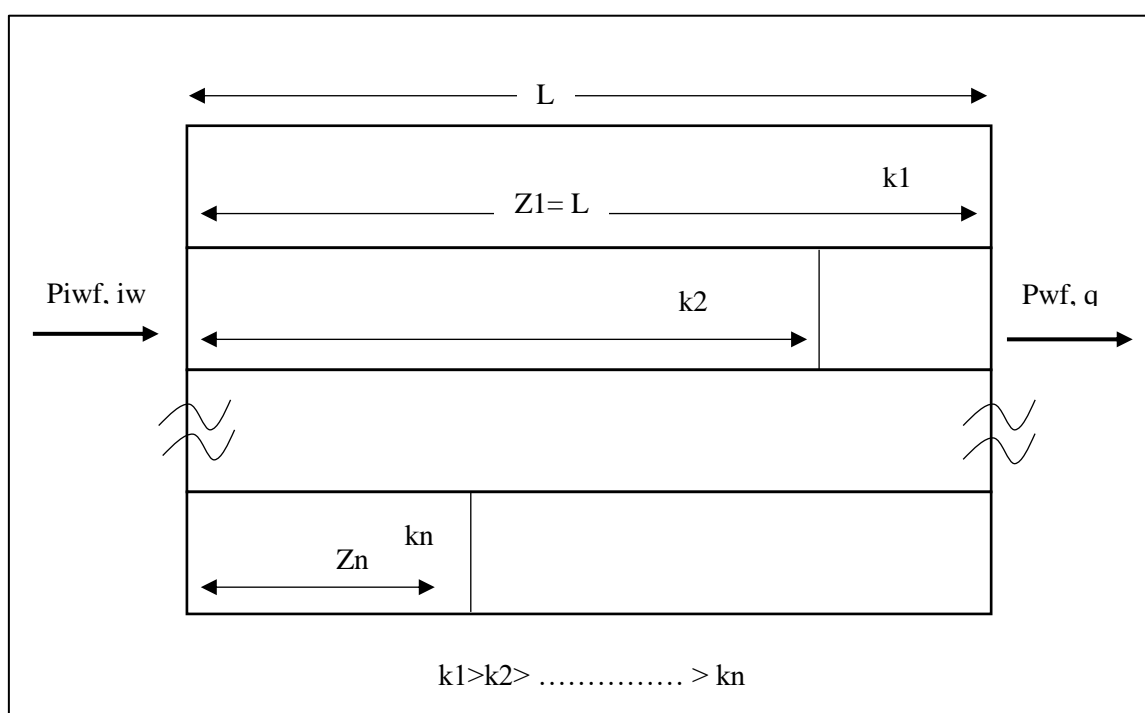
Este método fue tomado del libro WATERFLOODING por James T. Smith y William M. Cobb. El método fue desarrollado para sistemas estratificados que es muy útil cuando se necesita aproximación de recuperación por inyección de agua. Este método requiere de datos como variación de permeabilidad vertical  $V$ , radio de movilidad  $M$ , Saturación de agua inicial  $S_{wi}$  y recuperación fraccional de petróleo a radio agua-petróleo específico.

Las asunciones y limitaciones para este método son las siguientes:

- Modelo de capas sin flujo entre ellas.
- Desplazamiento tipo pistón sin producción de petróleo atrás del frente.
- Flujo lineal
- Flujo estado continuo
- Las propiedades de roca y fluido son las mismas en todas las capas, excepto permeabilidad absoluta.
- Llame de gas ocurre antes de la respuesta de flujo
- Se dará un periodo de llenado de capas antes de la respuesta a la inyección de agua, en el caso que exista gas inicial.

El arreglo de capas y permeabilidades para este método se halla en la figura 2.7.

**FIGURA 2.7 MODELO DE FLUJO LINEAR DEL MÉTODO DYKSTRA-PARSONS**



Fuente: Rivera, 2015.

Modificada por: Nixon Ayala

## PROCEDIMIENTO

1. El primer paso es determinar la variación de permeabilidad de Dykstra Parsons. Para lo cual se debe ordenar los valores de permeabilidades en

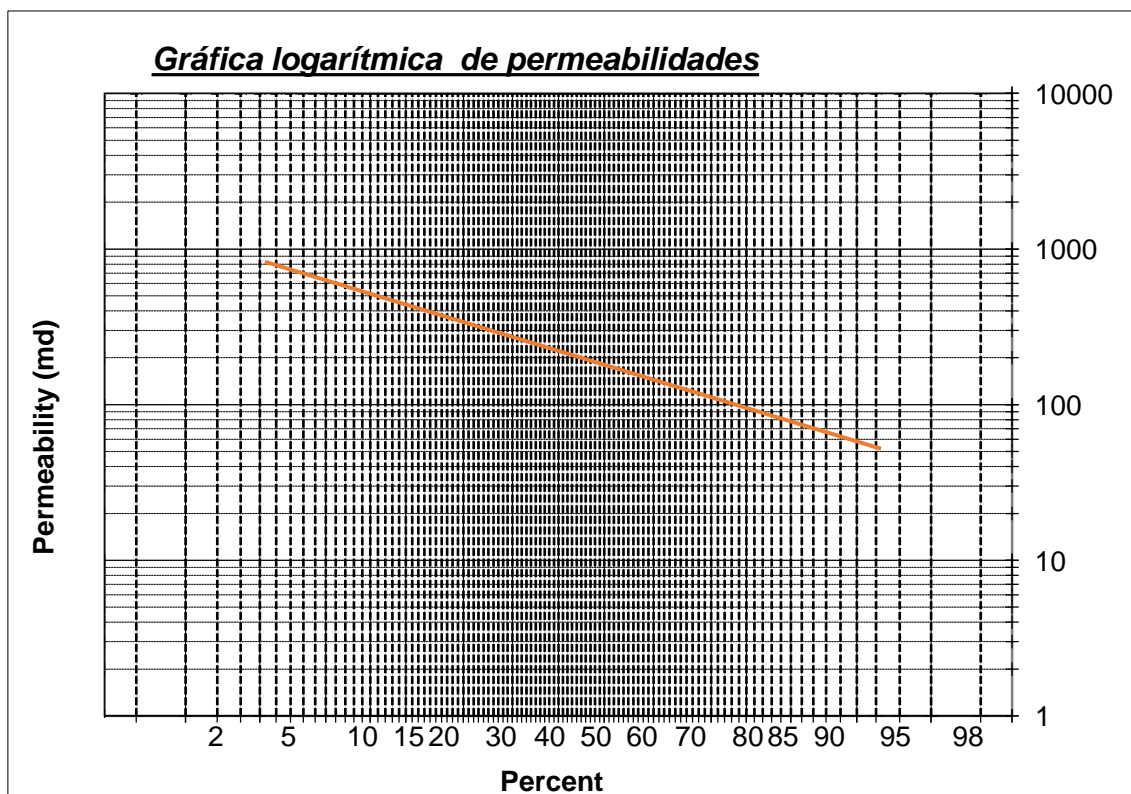
orden decreciente y que el “percentage mayor que” sea calculado para cada valor.

$k$ , mD	percentage mayor que
$k_1$	0
$k_2$	10
$k_3$	20
.	.
.	.
.	.
$k_n$	100

$$k_1 > k_2 > k_3 \dots \dots \dots > k_n$$

- Los datos del paso uno se colocan en la gráfica logarítmica de permeabilidad de la figura 2.8.

**FIGURA 2.8 GRÁFICA LOGARÍTMICA DE PERMEABILIDADES**



Fuente: Valencia, 2012

- Se traza la línea de tendencia. La variación de permeabilidad es calculada mediante:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}} \quad (2.15)$$

3. La razón de movilidad es definida mediante:

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad (2.16)$$

El método de Dykstra Parsons asume desplazamiento tipo pistón, por lo cual  $k_{ro}$  es tomado de la saturación inicial de agua y  $k_{rw}$  es tomada de la saturación residual de petróleo atrás del frente.

4. La cobertura de barrido vertical se obtiene de las cartas de Dykstra Parson en función de WOR.

Se coloca cobertura de barrido vertical vs WOR como en la tabla 2.3.

**TABLA 2.3 WOR VS CV**

<b>WOR</b>	<b>Cv</b>
0,1	$Cv_{WOR\ 0.1}$
0,2	$Cv_{WOR\ 0.2}$
0,5	$Cv_{WOR\ 0.5}$
1	$Cv_{WOR\ 1}$
2	$Cv_{WOR\ 2}$
5	$Cv_{WOR\ 5}$
10	$Cv_{WOR\ 10}$
25	$Cv_{WOR\ 25}$
50	$Cv_{WOR\ 50}$
100	$Cv_{WOR\ 100}$

Fuente: Smith J, Cobb W; 1997

5. La recuperación de petróleo se calcula mediante:

$$N_p = N E_D E_A C_V \quad (2.17)$$

$$N = \frac{V_P(1-S_{wi})}{\beta_O} \quad (2.18)$$

$$V_P = \frac{N\beta_O}{1-S_{wi}} \quad (2.19)$$

$$N_P = \frac{V_P S_O E_D E_A C_V}{\beta_O} \quad (2.20)$$

$$E_D = \frac{S_O S_{or}}{S_o} \quad (2.21)$$

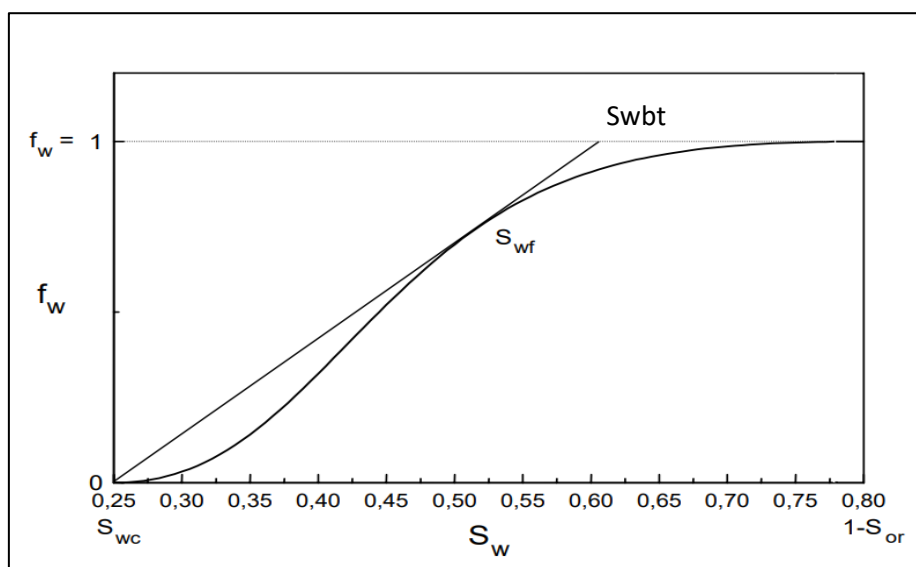
$$N_P = \frac{V_P (S_O - S_{or}) E_A C_V}{\beta_O} \quad (2.22)$$

Los cálculos del método de Dykstra Parson asumen flujo lineal, por lo que no consideran que la eficiencia de barrido areal en cualquier punto durante la inyección puede variar de capa a capa.

- Para determinar la Saturación de agua en la ruptura ( $S_{wb}$ ) se grafica la curva de flujo fraccional para el reservorio. La curva de flujo fraccional se encuentra graficada en la figura 2.9 y se la obtiene graficando  $f_w$  vs  $S_w$ .

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (2.23)$$

**FIGURA 2.9 CURVA DE FLUJO FRACCIONAL**



Fuente: Smith J, Cobb W; 1997

La recuperación de petróleo en función de WOR puede ser tabulada como en la figura 2.4.

**TABLA 2.4 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO VS WOR**

WOR	Cv	Np, STB
0,1	$Cv_{WOR\ 0.1}$	$Np_{@WOR\ 0.1}$
0,2	$Cv_{WOR\ 0.2}$	$Np_{@WOR\ 0.2}$
0,5	$Cv_{WOR\ 0.5}$	$Np_{@WOR\ 0.5}$
1	$Cv_{WOR\ 1}$	$Np_{@WOR\ 1}$
2	$Cv_{WOR\ 2}$	$Np_{@WOR\ 2}$
5	$Cv_{WOR\ 5}$	$Np_{@WOR\ 5}$
10	$Cv_{WOR\ 10}$	$Np_{@WOR\ 10}$
25	$Cv_{WOR\ 25}$	$Np_{@WOR\ 25}$
50	$Cv_{WOR\ 50}$	$Np_{@WOR\ 50}$
100	$Cv_{WOR\ 100}$	$Np_{@WOR\ 100}$

Fuente: Smith J, Cobb W; 1997

El agua acumulada inyectada a cualquier tiempo se lo calcula de acuerdo a:

$$W_i = W_f + W_o + W_p \quad (2.24)$$

Donde:

El agua requerida para reemplazar el petróleo producido ( $W_o$ ), se calcula:

$$W_o = Np\beta_o \quad (2.25)$$

El agua necesaria para reemplazar el agua producida ( $W_p$ ), se define por:

$$W_p = \int (WOR) dNp \quad (2.26)$$

Se puede obtener integrando gráficamente el área debajo de la curva WOR-Np.

El agua necesaria para reemplazar el espacio de gas ( $W_f$ ), se obtiene mediante:

$$W_f = Vp(1 - S_o - S_{wi}) \quad (2.27)$$

En el caso que no exista capa de gas inicial, se considera  $W_f=0$ .

Se tabula los datos de  $W_i$  en función de WOR.

El rendimiento de la inyección de agua se puede tabular en función del tiempo, para lo cual se calcula el tiempo mediante la siguiente fórmula:

$$t = \frac{W_i}{i_w} \quad (2.28)$$

Estos valores pueden ser resumidos como en la tabla 2.5.

**TABLA 2.5 WOR - NP VS TIEMPO**

WOR	Np, STB	T, días
0,1	$Np_{@WOR\ 0.1}$	t1
0,2	$Np_{@WOR\ 0.2}$	t2
0,5	$Np_{@WOR\ 0.5}$	t3
1	$Np_{@WOR\ 1}$	t4
2	$Np_{@WOR\ 2}$	t5
5	$Np_{@WOR\ 5}$	t6
10	$Np_{@WOR\ 10}$	t7
25	$Np_{@WOR\ 25}$	t8
50	$Np_{@WOR\ 50}$	t9
100	$Np_{@WOR\ 100}$	t10

Fuente: Smith J, Cobb W; 1997

### 2.5.1.2 Método de Stiles

Este procedimiento de este método se obtuvo del trabajo de titulación: Apuntes de recuperación secundaria y mejorada, de la Universidad Nacional Autónoma de México. El método de Stiles fue propuesto el año 1949 para la predicción del comportamiento de inyección de agua en yacimientos estratificados, con variación vertical de la permeabilidad absoluta.

Se considera capas de espesor  $h_1, h_2, h_3, \dots$  y permeabilidades  $k_1, k_2, k_3, \dots$  etc. Se coloca las permeabilidades en orden decreciente, tal que el agua invadirá primero la capa 1, luego la capa 2 y así continuamente.

Las suposiciones del método de Stiles son las siguientes:

- La sumatoria del comportamiento de las capas es igual al comportamiento del yacimiento.



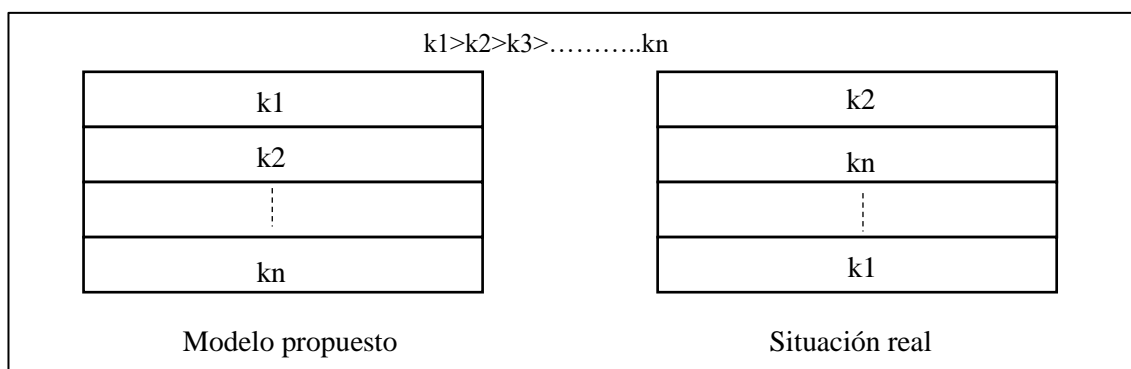
- En cada capa se considera desplazamiento tipo pistón sin fugas.
- Se desprecia los efectos gravitacionales
- En el banco del frente ni detrás del frente, existe saturación de gas residual. El gas inicial es disuelto en el aceite.
- La inyección de agua y la producción de petróleo son proporcionales a la movilidad del fluido producido.
- La eficiencia de barrido areal es constante después de la ruptura de agua.
- El flujo fraccional de agua en un instante dado depende de la capacidad de flujo total del yacimiento.
- Después de la irrupción la producción en una capa es solo agua.
- El espesor es el mismo en todas las capas, aunque se puede aplicar en un sistema con diferentes espesores.

Para representar la variación de permeabilidad se puede utilizar la curva de distribución y la curva de distribución de capacidad de flujo. Las ecuaciones a utilizar toman en cuenta el efecto de la distribución de permeabilidad para determinar la recuperación de inyección de agua.

#### PROCEDIMIENTO:

- Distribuir los estratos de manera decreciente de permeabilidades, obteniendo el modelo que se muestra en la figura 2.10.

#### FIGURA 2.10 DISTRIBUCIÓN DE ESTRATOS

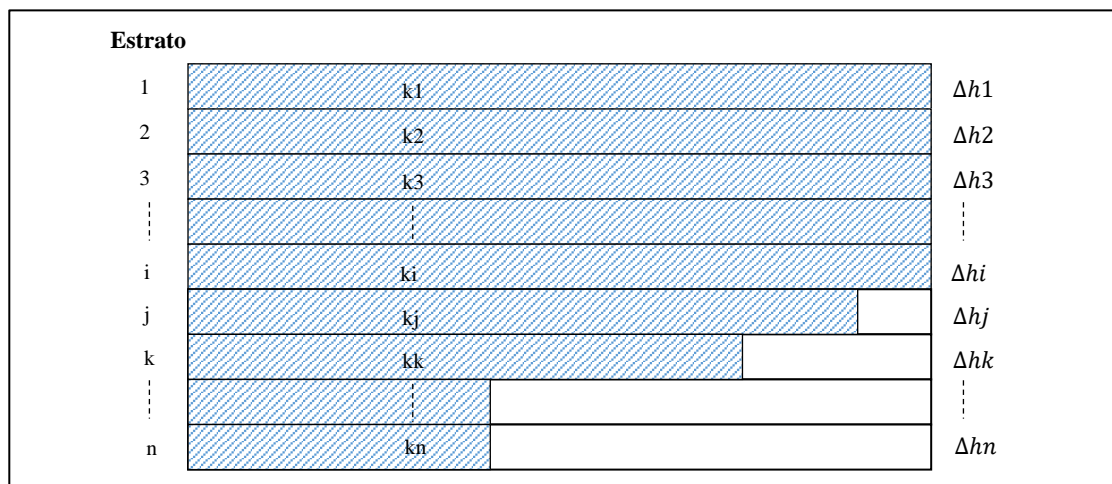


Fuente: Valencia, 2012  
Modificado por: Nixon Ayala

En la figura 2.11 se muestra la inundación de las capas mediante el modelo planteado.

- Calcular la recuperación de petróleo:

**FIGURA 2.11 CAPAS DE PERMEABILIDAD EN ORDEN DECRECIENTE**



Fuente: Lin E, Reyes D; 2017.

El volumen total de petróleo que se puede desplazar es:

$$LA\phi h_t(1 - S_{wi} - S_{or}) = VP\Delta S_f \quad (2.29)$$

El petróleo recuperado es función de los cambios en las saturaciones y la capacidad de almacenamiento del reservorio. Por lo que se puede decir que el petróleo recuperado de la *i*ésima capa es función del cambio de saturación de dicha capa y su capacidad de almacenamiento.

$$\text{Recuperación de aceite} = \frac{\text{Espesor totalmente invadido} + \sum_{i=k}^n \text{Rec.fraccional}_i * \Delta h_i}{\text{Espesor total}} \quad (2.30)$$

La capacidad de flujo total de la formación se calcula mediante:

$$C_t = \sum_{i=1}^n k_i * h_i \quad (2.31)$$

La capacidad de la parte de la formación invadida completamente se calcula mediante:

$$C_j = \sum_{i=1}^j k_j * h_j \quad (2.32)$$

Donde:

$k_i$ = Permeabilidad absoluta de la capa *i*

$k_j$ = Permeabilidad absoluta en la capa *j*

$h_i$ = Espesor de la capa

$k_i \cdot h_i$  = capacidad de flujo de la capa  $i$

$C_j$  = capacidad de flujo acumulada hasta la capa  $J$

$h_t$  = espesor total

En la capa  $j$ , la recuperación de petróleo se calcula mediante:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^j h_i}{h_t} + \frac{(C_t - C_j)}{k_j h_t} = \frac{(\sum_{i=1}^j h_i) \cdot k_j + [C_t - C_j]}{k_j h_t} \quad (2.33)$$

Se calcula la razón de movilidad para el fluido desplazante y desplazado mediante:

$$M@C.s = M' = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \beta_o \quad (2.34)$$

$$M@C.y = M' = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (2.35)$$

Por lo que el corte de agua se calcula:

$$f_w@C.y = \frac{M C_j}{M C_j + (C_t - C_j)} \quad (2.36)$$

$$f_w@C.s = \frac{M' C_j}{M' C_j + (C_t - C_j)} \quad (2.37)$$

Se calcula la relación agua-petróleo:

$$WOR = \frac{M' C_j}{(C_t - C_j)} \left( \frac{1}{\beta_w} \right) \quad (2.38)$$

El caudal de petróleo se calcula mediante:

$$Q_o = \frac{(1 - f_w) Q_T}{\beta_o} \quad (2.39)$$

$Q_T = Q_{wi}$  = Gasto de agua inyectado

El petróleo residual luego de la recuperación primaria es:

$$S_{opp} = \left( 1 - \frac{N_p}{N} \right) \left( \frac{\beta_o}{\beta_{oi}} \right) (1 - S_{wi}) \quad (2.40)$$

El petróleo que se puede recuperar se calcula:

$$N_{pr} = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (S_{opp} - S_{ore}) \cdot E_v}{\beta_o} \quad (2.41)$$

Donde:

h= espesor de la zona productora

A= área horizontal que se barrerá

S<sub>ore</sub>= Saturación de petróleo residual después de la ruptura de agua.

Se determina el tiempo que dura el llenado con:

$$t_T = \sum_n^1 \frac{\Delta N_p}{Q_o} + t_\mu \quad (2.42)$$

$$t_\mu = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot S_g}{Q_{wi}} \quad (2.43)$$

La saturación de gas es:

$$S_g = (1 - S_{wi} + S_{opp}) \quad (2.44)$$

Donde:

S<sub>opp</sub>=saturación de petróleo después de la recuperación primaria

S<sub>wi</sub>= saturación de agua al inicio de inyección

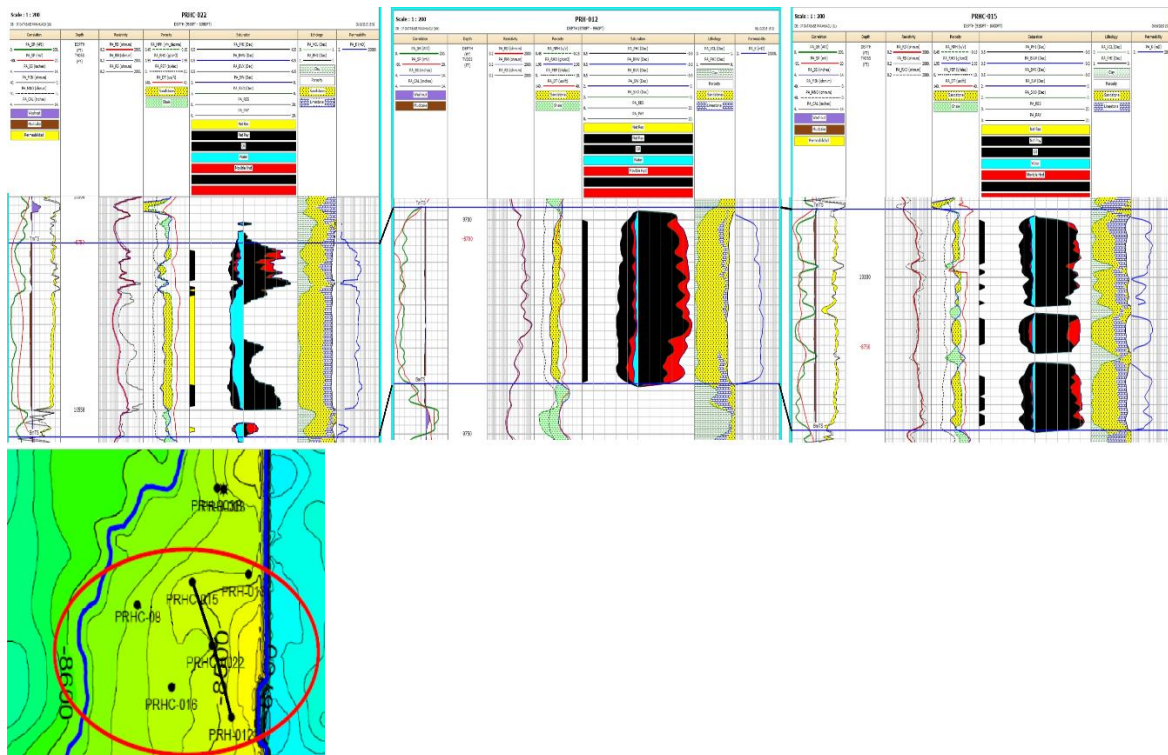
### 2.5.1.3 Información adicional para la predicción

Aparte de los cálculos que se realiza para la predicción de la inyección de agua, se debe comprobar que exista continuidad entre los estratos de los pozos involucrados y según la geometría de ubicación de los pozos, escoger el mejor modelo de inyección.

#### 2.6.1.3.1 Continuidad de la arena "T" inferior

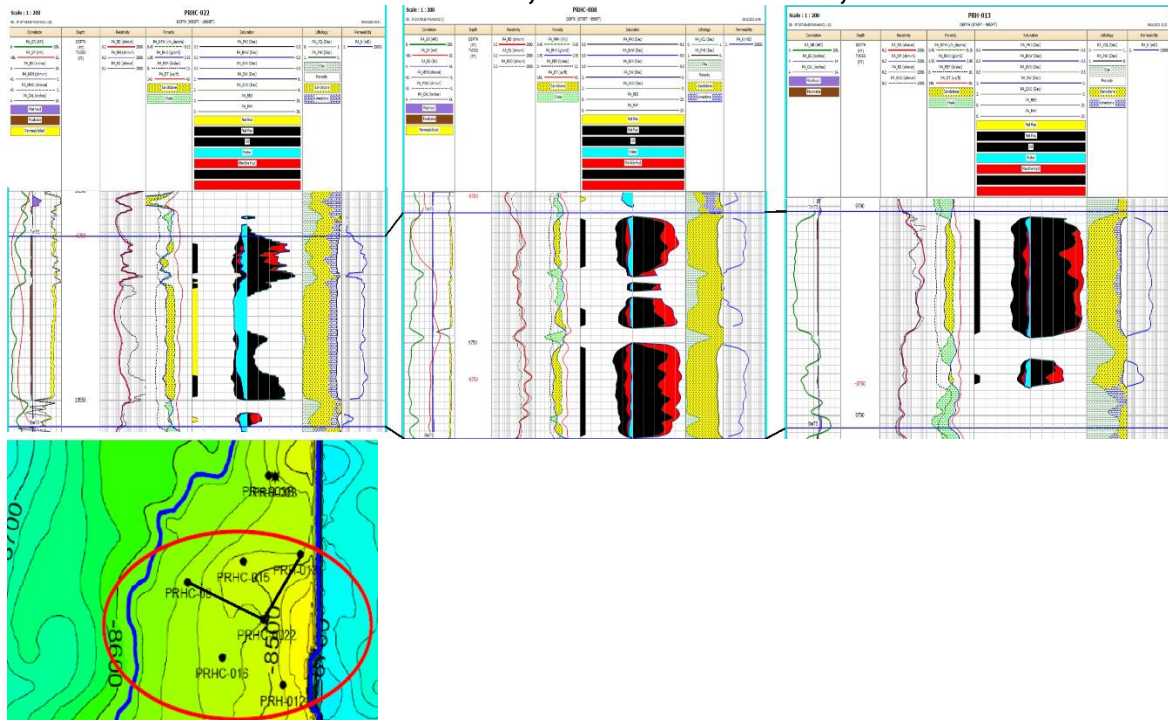
En las gráficas 2.12 y 2.13 se ilustra la sección estratigráfica de la formación Napo arenisca "T" inferior entre los pozos Parahuacu-C022, Parahuacu-C015, Parahuacu-C013, Parahuacu-C012, Parahuacu-C008

**FIGURA 2.12 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA ARENA “T” INFERIOR ENTRE POZO PARAHUACU- C022, PARAHUACU-C012 Y PARAHUACU-C015**



Fuente: Petroamazonas EP

**FIGURA 2.13 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA ARENA “T” INFERIOR ENTRE POZO PARAHUACU- C022, PARAHUACU-C008, PARAHUACU-C013**

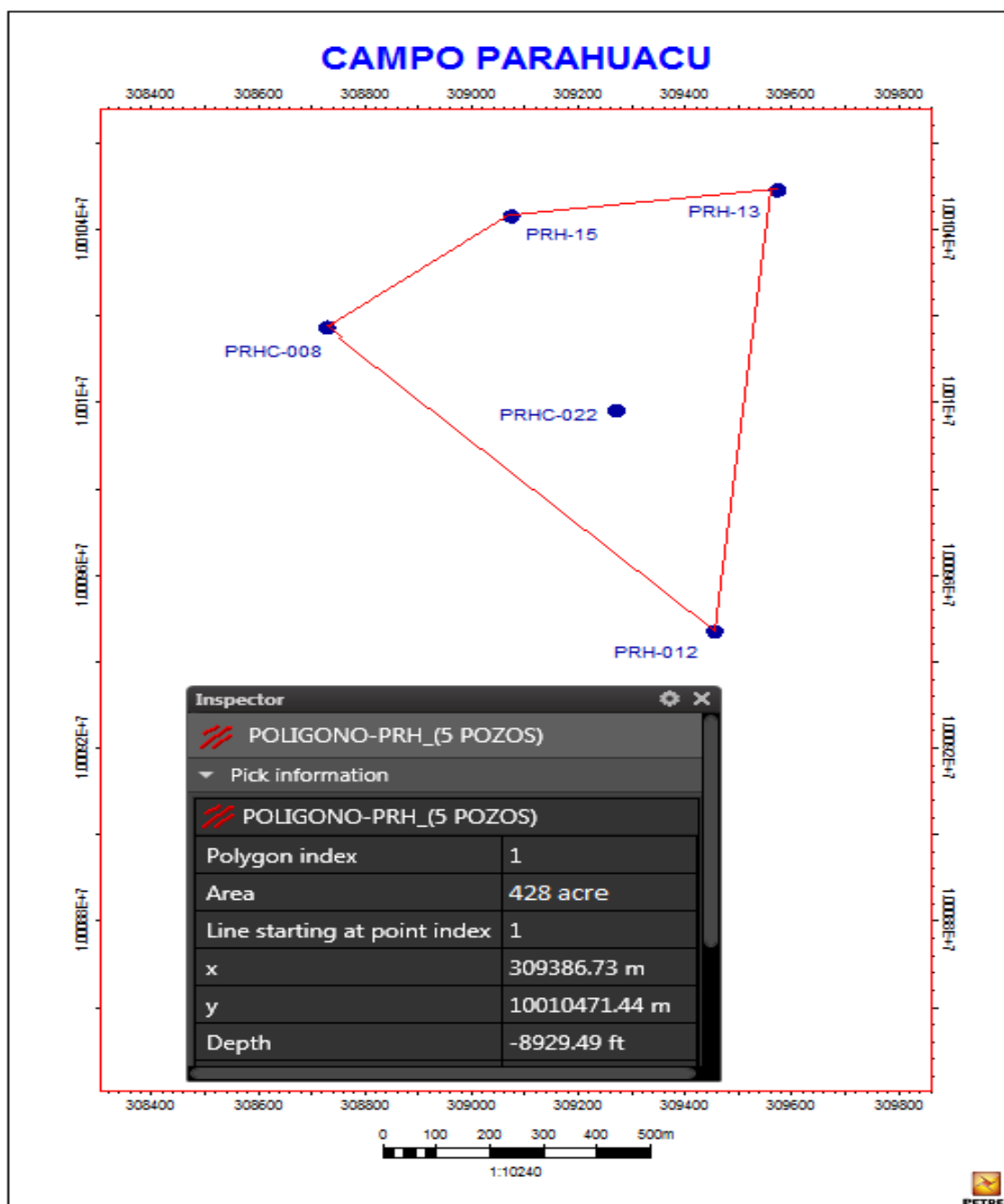


Fuente: Petroamazonas EP

### 2.5.1.3.2 Arreglo de cinco pozos para la arena “T” inferior

Debido a la posición de los pozos se concluyó que el arreglo a usarse para la inyección de agua es el de cinco pozos invertido como se observa en la figura 2.14.

**FIGURA 2.14 ARREGLO DE CINCO POZOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA.**



Fuente: Petroamazonas EP, 2017  
Realizado por: Joaquín Vargas

### 2.5.1.3.3 Ficha técnica del pozo Parahuacu 22-D

En la figura 2.6 se encuentran datos generales de ubicación y tipo de perforación del pozo Parahuacu 22-D

**TABLA 2.6 FICHA TÉCNICA DEL POZO PARAHUACU 22-D**

Nombre del pozo	Parahuacu 22-D
Área	Parahuacu
Bloque	57
Ubicación político administrativa	Provincia de Orellana Cantón Francisco de Orellana
Plataforma	PRHC
Campo	Parahuacu
Tipo de pozo	Direccional

Fuente: Petroamazonas EP.

Modificado por: Nixon Ayala

### 2.5.1.3.4 Antecedentes del pozo Parahuacu 22-D

Pozo:	Parahuacu 22-D
Operador:	Petroamazonas
Profundidad final:	10870' md/10139 TVD
Tipo de estructura:	Anticlinal
Fecha de inicio de perforación	24-septiembre-2010
Estado:	Cerrado

El pozo PARAHUACU-22D fue perforado el 19 de octubre de 2010 y completado el 21 de diciembre de 2010.

Es un pozo de desarrollo direccional y el tipo de trampa es un anticlinal. La perforación se realizó en tipo "S", orientado a incrementar y recuperar la producción de los reservorios de las arenas "U" inferior y "T" inferior de la Formación Napo como objetivos principales, además tomar un núcleo de la formación Napo Arenisca "T" Inferior, para determinar las características petrofísicas.

Como objetivos secundarios probar acumulaciones de petróleo en los reservorios Basal Tena, Napo "U" superior, "T" superior, adquirir información que permita

calibrar la interpretación de la sísmica 3D y actualizar el modelo geológico del campo. (PETROAMAZONAS EP). Los topes de las arenas presentes en el pozo Parahuacu 22-D se presentan en la tabla 2.7 en términos de “True Vertical Deep” y “Measured Deep”.

**TABLA 2.7 TOPES FORMACIONALES DEL POZO PARAHUACU-22D**

<b>Formación/unidad</b>	<b>MD (ft)</b>	<b>TVD (ft)</b>
Basal tena	9589	8857.83
Tope napo	9623	8891.83
Tope caliza m1	9920	9188.81
Base caliza m1	9961	9229.80
Tope caliza m2	10176	9444.78
Base caliza m2	10192	9460.78
Tope caliza A	10211	9479.78
Tope “U” superior	10256	9524.77
Tope “U” inferior	10311	9579.77
Base “U” inferior	10348	9616.77
Tope caliza B	10408	9676.77
Tope “T” superior	10453	9721.77
Tope “T” inferior	10511	9779.76
Base “T” inferior	10550	9818.76
Tope caliza C	10650	9918.75
Hollin superior	10658	9926.75
Hollin inferior	10693	9961.75
Profundidad total (pt)	10870	10138.73

Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

Mediante los registros eléctricos de los pozos Parahuacu 08, Parahuacu 12, Parahuacu 13, Parahuacu 15 y Parahuacu 22 (Anexo 7), se determinó que el espesor de inyección de agua promedio en la arena “T” inferior es de 26 ft. Los espesores de cada pozo y espesor promedio se encuentran en la tabla 2.8.

**TABLA 2.8 INTERVALO PROPUESTO PARA LA INYECCIÓN**

<b>POZO</b>	<b>Espesor (ft)</b>
PARAHUACU 22	25
PARAHUACU 08	26
PARAHUACU 12	34
PARAHUACU 13	23
PARAHUACU 15	22
PROMEDIO	26

Realizado por: Nixon Ayala



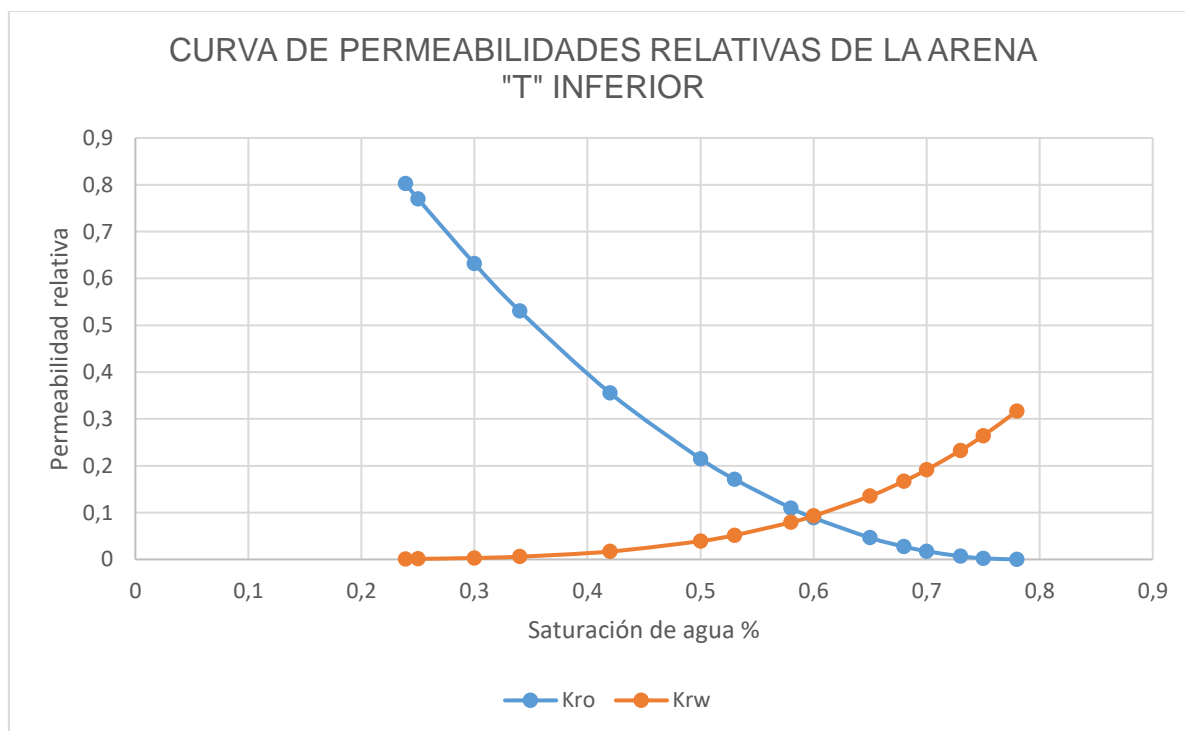
La arena "T" inferior donde se planea implementar la inyección de agua, cuyo espesor planteado de inyección es 26 ft, tiene el perfil de permeabilidad relativa presente en la tabla 2.9 el cual se grafica en la figura 2.15. Se calculó mediante la ecuación (2.3) y (2.4) utilizando valores promedios de saturación de agua irreductible y saturación de petróleo residual obtenidos de un análisis de núcleos en 20 muestras horizontales y 20 muestras verticales del pozo Parahuacu 22-D (Anexo 8).

**TABLA 2.9 PERFIL DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

Sw %	Krw	Kro
0,239	0,0009	0,8023
0,25	0,0012	0,7700
0,30	0,0031	0,6316
0,34	0,0060	0,5307
0,42	0,0169	0,3552
0,50	0,0392	0,2149
0,60	0,0930	0,0888
0,62	0,1085	0,0702
0,78	0,3169	0,0000

Elaborado por: Nixon Ayala

**FIGURA 2.15 CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA ARENA "T" INFERIOR CAMPO PARAHUACU**



Elaborado por: Nixon Ayala

En la tabla 2.10 se encuentran los valores de la variación vertical de permeabilidad en la arena "T" inferior los cuales se calcularon con los registros eléctricos del (Anexo 8) y se procedió a promediar permeabilidades a diferentes profundidades para así obtener valores promedios a niveles respectivos. Las tablas de valores se encuentran en el Anexo 9.

**TABLA 2.10 DATOS DE VARIACIÓN VERTICAL DE PERMEABILIDAD**

CAPA	h (ft)	k (mD)
1	2,6	75
2	2,6	218
3	2,6	124
4	2,6	446.66
5	2,6	578
6	2,6	220
7	2,6	626.66
8	2,6	391.25
9	2,6	472.5
10	2,6	87.5

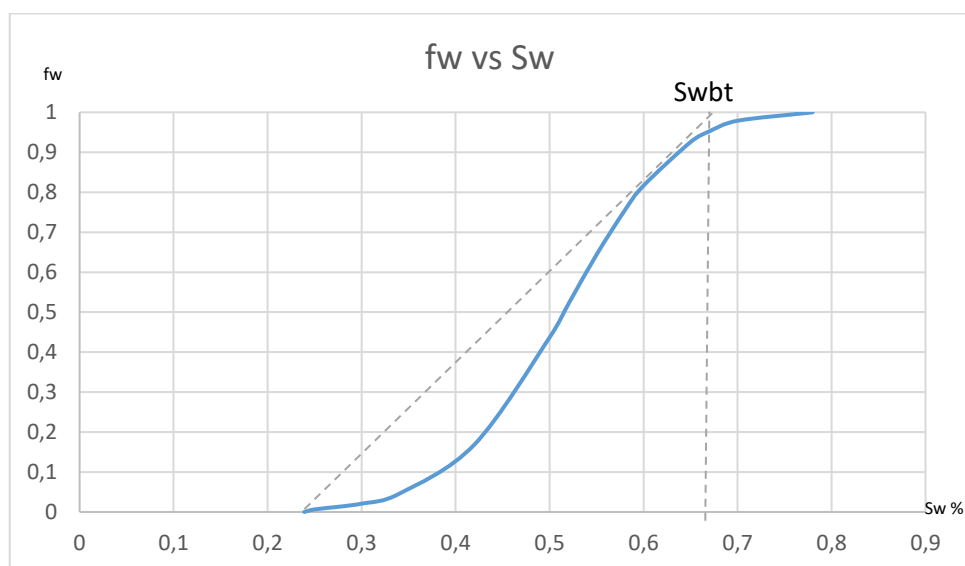
Utilizando la ecuación (2.23) y los datos de la tabla 2.9, se determina los valores de flujo fraccional para cada valor de saturación de agua. Los resultados se presentan en la tabla 2.11. Estos valores se grafican en la figura 2.16 para determinar la saturación de agua a la ruptura.

**TABLA 2.11 DATOS DE FLUJO FRACCIONAL**

Sw %	fw
0,239	0,00000
0,25	0,00642
0,30	0,02071
0,34	0,04557
0,42	0,16845
0,50	0,43664
0,60	0,81647
0,62	0,86789
0,78	1,00000

Elaborado por: Nixon Ayala

**FIGURA 2.16 CURVA DE FLUJO FRACCIONAL DE LA ZONA DE INTERÉS**



Elaborado por: Nixon Ayala

Datos adicionales:

$$\mu_o = 1,7 \text{ cp}$$

$$\beta_o = 1,301 \text{ RB/STB}$$

$$S_{gi} = 0$$

$$\beta_w = 1,05 \text{ RB/STB}$$

$$\phi = 0.1384$$

Se obtuvo esta información de la arena "T" inferior en Informe de: Ronda de campos Menores 2017 sobre el campo PARAHUACU, realizado por PETROAMAZONAS EP.

Se obtuvo de reporte de restauración de presión en la arena "T" inferior en el pozo Parahuacu 8.

En la tabla 2.12 se encuentran los valores promedios de porosidad y saturación de agua de la zona, Se obtuvieron de registros eléctricos de los pozos involucrados en el estudio

**TABLA 2.12 POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA PROMEDIO DE LA ZONA DE INYECCIÓN**

POZO	POROSIDAD %	Sw %
PRH 8	0,143	0,195
PRH 12	0,167	0,147
PRH 13	0,145	0,146
PRH 15	0,118	0,222
PRH 22	0,119	0,402
Promedio	0,1384	0,2224

Realizado por: Nixon Ayala

Área = 428 acres

- Cálculo del POES:

$$POES = \frac{7758 * h * A * \phi * S_{oi}}{\beta_{oi}}$$

$$POES = 17418459.08 \text{ Bls}$$

- Cálculo de volumen poral

$$V_p = \frac{N\beta_o}{1 - S_{wi}}$$

$$V_p = 4780021,025 \text{ RB}$$

- Calculo de caudal de inyección

$$i_w = \frac{0,003541(k_o)_{S_{wir}} h \Delta p}{\mu_o \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,619 + 0,5S_p + 0,5S_i \right)}$$

$$i_w = \frac{0,003541(135)26 * 2000}{1,7 \left( \ln \frac{1956,1}{0,29} + 0,381 \right)}$$

$$i_w = 1593.3 \text{ Bls/día}$$

Conjuntamente los pozos el momento de la inyección producen 700 Bls/día en la arena "T" inferior, comparando con la rata de inyección se determina que si se logrará afectar la producción.

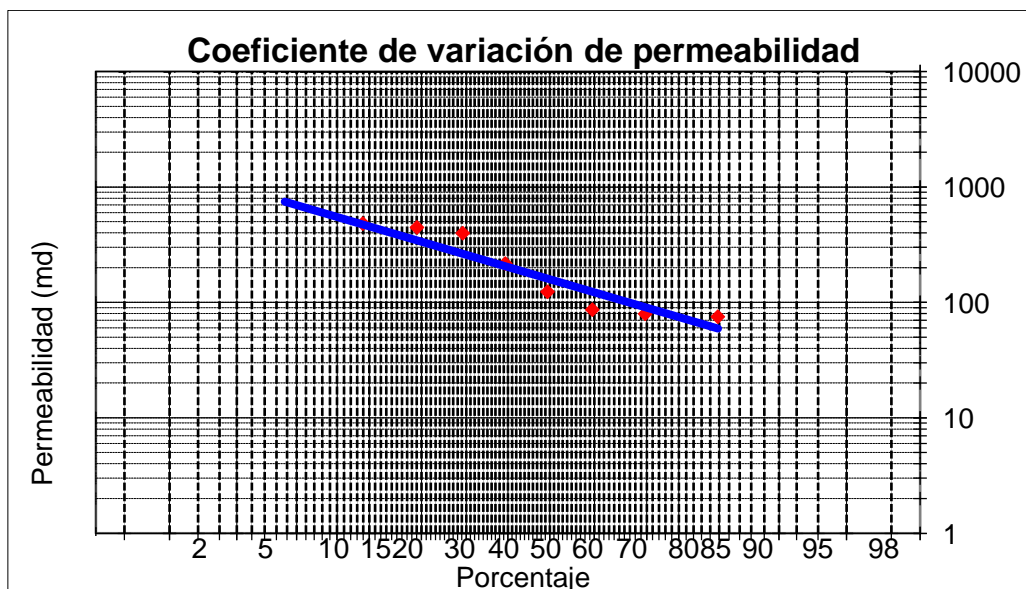
- La eficiencia a la ruptura mediante la ecuación (2.10) es:

$$E_{abt} = 0.72$$

- Mediante el método de Dykstra Parson se obtuvo lo siguiente:

Coeficiente de variación de permeabilidad determinado mediante la figura 2.17:

**FIGURA 2.17 COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD**



Elaborado por: Nixon Ayala

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}} \quad V=0.6183$$

Relación de movilidad:

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w}$$

$$M=1.6788$$

Mediante el método de Dykstra-Parsons se obtuvo los valores en función de WOR presentados en las tablas 2.13 y 2.14.

**TABLA 2.13 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE DYKSTRA-PARSONS**

WOR	Cv	NP STB (bl)	Delta Np (bl)	Wp acumulada (bl)	Qo (bl)
0,1	0,11	157425,4549	157425,4549	15742,54549	1142,041399
0,2	0,2	286228,0999	128802,6449	41503,07448	1006,257799
0,5	0,31	443653,5548	157425,4549	120215,8019	888,3953359
1	0,45	644013,2247	200359,6699	320575,4719	695,3498479
2	0,52	744193,0597	100179,835	520935,1418	601,4858488
5	0,72	1030421,16	286228,0999	1952075,641	350,4588745
10	0,8	1144912,399	114491,2399	3096988,041	141,5803911
25	0,89	1273715,044	128802,6449	6317054,164	60,83418881
50	0,92	1316649,259	42934,21498	8463764,913	31,18847586
100	0,96	1373894,879	57245,61997	14188326,91	15,79451338

Elaborado por: Nixon Ayala

**TABLA 2.14 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE DYKSTRA-PARSONS**

Wi (bl)	t (días)	t (años)	FR %	Corte de agua %
220553,0624	137,8457	0,377659353	0,903785198	0,090909091
413885,8324	258,6786	0,708708617	1,643245815	0,166666667
697409,0767	435,8807	1,194193625	2,547031014	0,333333333
1158436,677	724,0229	1,983624447	3,697303085	0,51121551
1489130,312	930,7064	2,549880672	4,27243912	0,666666667
3292653,57	2057,908	5,638105427	5,915684935	0,833333333
4586519,072	2866,574	7,853628548	6,572983261	0,909090909
7974157,437	4983,848	13,65437917	7,312443878	0,961538462
10176725,6	6360,453	17,4259	7,558930751	0,980392157
15975764,15	9984,853	27,35576053	7,887579914	0,99009901

Elaborado por: Nixon Ayala

El tiempo de vida del proyecto de estima para 7 años para un corte de agua de 0.91%, donde el FR aumenta 6%, esto daría un incremento de factor de recobro de 20% en la actualidad a 26% en 7 años.

#### Mediante el método de Stiles se obtuvo:

La tabla 2.15 muestra los valores obtenidos de la capacidad acumulativa de cada espesor, de los cuales se obtienen los valores presentados en la tabla 2.16 que se obtienen mediante el método de Stiles los cuales sirven para determinar la vida estimada del proyecto.

**TABLA 2.15 CAPACIDAD ACUMULATIVA**

Capa	Espesor acumulado (ft)	k decreciente (mD)	ki*hi	Cj	Rec
1	2,6	632,5	1644,5	1644,5	0,2212113
2	5,2	587,5	1527,5	3172	0,5251234
3	7,8	481,5	1251,9	4423,9	0,59669782
4	10,4	447	1162,2	5586,1	0,61959732
5	13	398,5	1036,1	6622,2	0,64632371
6	15,6	217,5	565,5	7187,7	0,76809195
7	18,2	124	322,4	7510,1	0,89483871
8	20,8	86,5	224,9	7735	0,97930636
9	23,4	79,75	207,35	7942,35	0,99448276
10	ht=26	75,35	195,91	Ct=8138,26	1

Elaborado por: Nixon Ayala

**TABLA 2.16 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE MÉTODO DE STILES**

Np (bl)	$\Delta$ Np (bl)	Corte de agua%	Qo(bl)	t (años)	Wi (bl)	FR %
314850,91	314850,91	0,000	1229,82321	0,7014	409621,034	1,8076
751525,371	436674,461	0,356	791,842296	2,2123	1291967,36	4,3145
853958,415	102433,044	0,582	513,490361	2,7588	1611141,55	4,9026
886730,811	32772,3963	0,722	341,488724	3,0217	1764692,25	5,0908
924980,043	38249,2313	0,827	212,751212	3,5143	2052346,41	5,3103
1099247,5	174267,46	0,905	116,677537	7,6063	4442077,48	6,3108
1280639,92	181392,415	0,943	70,2137999	14,6842	8575564,99	7,3522
1401524,99	120885,073	0,963	45,3594207	21,9857	12839643,2	8,0462
1423244,55	21719,561	0,977	28,6710764	24,0611	14051711,3	8,1709
1431140,5	7895,94758	0,989	13,7339102	25,6363	14971588,9	8,2162

Elaborado por: Nixon Ayala

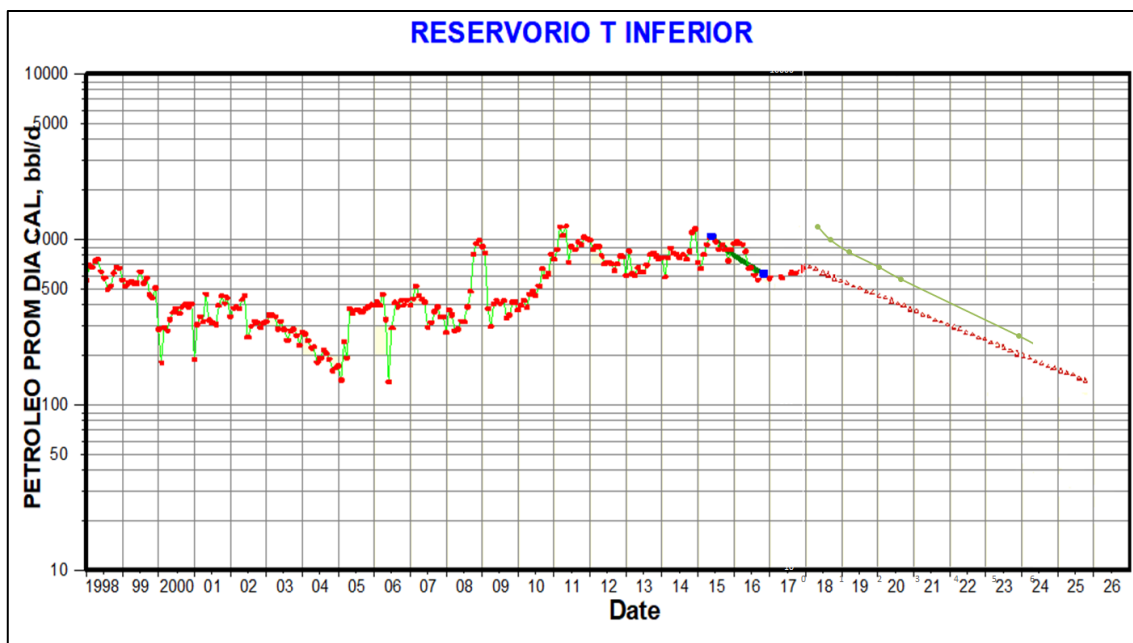
Igualmente el tiempo de vida del proyecto de estima para 7 años donde el FR aumenta 6%, esto daría un incremento de factor de recobro de 20% en la actualidad a 26% en 7 años.

#### **2.5.1.3.5 Proyección de producción de los pozos analizados con la inyección de agua**

Durante la vida de producción del campo Parahuacu han existido grandes caídas en su producción debido a que la capacidad de producción primaria del reservorio va decreciendo con el tiempo. Se ha implementado varios tipos de levantamiento artificial los cuales han permitido compensar la pérdida de presión en el reservorio. El historial de producción global de los pozos analizados y su predicción de producción con la inyección de agua se hallan en la figura 2.18.

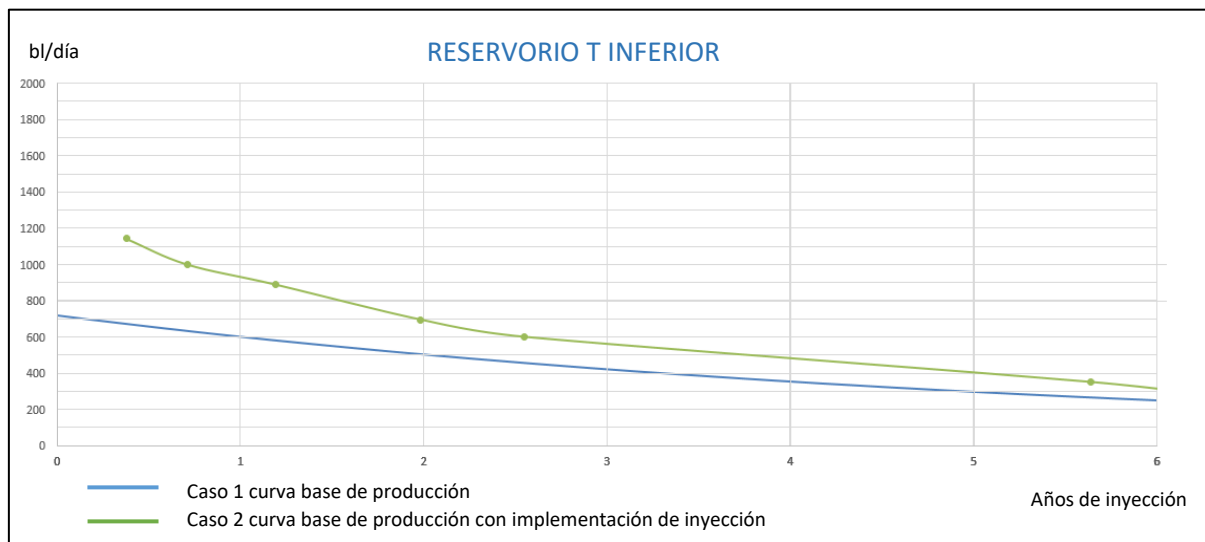
En la figura 2.19 se observa dos casos para los pozos productores. El primer caso es la proyección de producción conjunta de los pozos sin inyección de agua y el segundo caso es la predicción de los mismos pero implementado la inyección de agua en la arena "T" inferior.

**FIGURA 2.18 PROYECCIÓN GLOBAL DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “T” INFERIOR**



Elaborado por: Nixon Ayala

**FIGURA 2.19 PROYECCIÓN BASE DE PRODUCCIÓN COMPARADO CON LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN IMPLEMENTADO LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “T” INFERIOR**



Elaborado por: Nixon Ayala



## **CAPÍTULO 3 ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **3.1 EVALUACIÓN DE PROYECTOS**

La proyección de los resultados económicos de un proyecto se conoce como evaluación económica, y la metodología utilizada se conoce como flujo de caja descontado.

Dicha metodología consiste en la elaboración de un modelo matemático-financiero para simular las variables económicas y financieras asociadas a la operación futura de un proyecto durante su tiempo de vida económica, para finalmente calcular el valor que genera a los accionistas, considerando el valor del dinero en el tiempo (Meixueiro J, 2008).

Este método relaciona los tres grupos de elementos básicos del negocio, la inversión, los ingresos, los costos y gastos. Esto se realiza bajo ciertas condiciones financieras de costo de capital a fin de estimar el flujo de dinero o flujo de caja que queda al final de cada periodo y entonces calcular su rendimiento económico bajo ciertas condiciones de riesgo (Moix R, 2014).

#### **3.1.1 FLUJO DE CAJA**

El flujo de caja de un proyecto se obtiene restando la cantidad de dinero que ingresa y egresa en el negocio, en un periodo de tiempo determinado. Normalmente el análisis de flujo se realiza anualmente sin embargo dependiendo el caso se puede realizar el flujo a semestres, meses, o semanas (Moix R; 2014).

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{egresos} \quad (3.1)$$

##### **3.1.1.1 Ingresos**

Se compone de las entradas líquidas que son generadas por el proyecto, como son: ingresos por ventas, ingresos por servicios, otros cobros que se generan por cobro de intereses y ventas de activos, etc. (Fandiño G; 2013).

### **3.1.1.2 Egresos:**

Se componen por las salidas líquidas de dinero que son necesarias para la ejecución y operación del proyecto, como: inversiones de activos, costos asociados al proyecto, costos de operación y mantenimiento, consumos propios, regalías, participación de terceros en la producción o en la ganancia, impuestos, incremento de inventarios y cuentas por cobrar.

### **3.1.2 HORIZONTE ECONÓMICO**

Es el periodo en el cual se calcula los flujos de caja en el cual se incluye periodo de inversión y operación del proyecto.

Para proyectos en la industria petrolera este periodo puede determinarse dependiendo el tiempo útil de vida del activo principal o el tiempo de duración del negocio. Se debe limitar el periodo a la condición de vida económica del proyecto.

Las condiciones de las que depende el horizonte económico pueden estar influenciadas por el objetivo del proyecto (Moix R, 2014).

### **3.1.3 TASA DE DESCUENTO**

La tasa de descuento está relacionada con el riesgo de cada negocio y el deseo de ganancia deseada por el inversionista. Se recomienda utilizar en los análisis económicos la tasa de descuento adecuada, que no se aleje de la realidad de cada caso a evaluarse. El valor para la tasa de descuento con la que se trabajará en este proyecto es de 0,1 (Molina H, Del Caprio J; 2004).

### **3.1.4 INDICADORES FINANCIEROS**

Los indicadores financieros permiten interpretar mediante fórmulas los resultados de la evaluación económica.

### 3.1.4.1 Valor presente Neto (VPN):

Este indicador ofrece información del monto de dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión.

Este indicador está relacionado a una tasa de descuento determinada.

Si el resultado de VPN de un proyecto es cero, esto representa que el proyecto rinde una tasa de interés igual a la tasa de descuento y recupera totalmente la inversión. Un resultado positivo significa rendimientos superiores a la tasa de descuento utilizada; por el contrario, un resultado negativo indica que el rendimiento estará por debajo de la tasa de descuento demostrando así que el proyecto no es viable (Moix R, 2014).

La fórmula del valor presente neto es:

$$VPN = -Inversión + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+td)^t} \quad (3.2)$$

Para la aplicación de la fórmula se debe mantener consistencia con los periodos de tiempo del análisis. Luego del año cero los ingresos y egresos deben corresponder a 12 meses en caso de realizar el estudio en periodos anuales.

### 3.1.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador es la tasa en la que los flujos de entrada y salida de un proyecto son traídos a valor presente se igualan.

Se debe invertir en un proyecto de inversión donde el indicador TIR sea mayor que la tasa que expresa el costo de oportunidades de los fondos. (González R, 2009)

Los egresos del proyecto tienen diferentes causas y son tratados contablemente de forma diferente

Los egresos que se destinan para la compra de bienes, herramientas que pasan a formar parte de los activos de la empresa, contribuyen al capital de la misma. Este tipo de egreso es considerado como CAPEX (Capital Expenses).

Por otro lado, cuando el egreso no se capitaliza pero está relacionado con la operación, se refiere a él como OPEX (Moix R, 2014).

### **3.1.5 CAPEX**

Previo a las operaciones el proyecto necesita realizar gastos en una etapa previa al inicio de las operaciones, algunos de ellos son diferentes a la compra de activos, como: contratación de estudios geológicos, estudios sísmicos, etc. Así mismo es necesario la adquisición de nuevos equipos y perforación de nuevos pozos.

Las inversiones de subsuelo corresponden al costo integral del pozo, incluyendo movimiento de taladro, construcción de su localización, vía de acceso, perforación, completación y pruebas.

Los desembolsos corresponden al plan de perforación de campo que concierne a la proyección de producción utilizada en la evaluación.

Las inversiones de infraestructura se consideran para enviar la producción proveniente de los pozos hacia los centros de tratamiento. Corresponde a la construcción de todas las facilidades requeridos para transportar y procesar los gases, líquidos y sólidos producidos desde la boca del pozo hasta los puntos de entrega.

La planta de tratamiento de agua a ser instalada en Lago Norte en donde se dispone de tanques de almacenamiento de agua, se considera como referencia el valor de una planta de tratamiento instalada en B57 Libertador por PSSA con similares características a las de este proyecto por \$4'500000. Dentro de este valor se encuentra los costos de reacondicionamiento del pozo PRH 22-D. La completación actual del pozo se encuentra en el Anexo 3.

### **PLANTA DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA TOMADA EN CUENTA PARA EL ANÁLISIS**

La planta está diseñada para manejar un caudal máximo de 5000 BAPD.

La planta de inyección de agua está constituida por los siguientes equipos y su esquema se presenta en el Anexo 2:

- a. Líneas de flujo
- b. 1 Tanque de recepción del agua.
- c. Unidad de flotación.
- d. Bombas de transferencia del agua
- e. Válvulas
- f. Filtros
- g. Tanque de inyección del agua.
- h. Bomba booster de inyección
- i. Boba de inyección
- j. Bomba HPS

El análisis físico químico del agua de formación de un pozo vecino (Parahuacu 24) se presenta en el Anexo 1. El proyecto es de reinyección de agua del mismo campo Parahuacu por lo cual no se presentará problemas de incompatibilidad de agua.

### **3.1.6 OPEX**

Estos egresos son los relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa, como energía eléctrica que se requiere para operar una bomba de transferencia, o el químico para hacer tratamiento de agua, son gastos relacionados con la operación y no forma parte del capital.

El valor de OPEX para este proyecto (valor de producción de barril es de \$32).

## **3.2 RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

Para el análisis económico de planteó tres escenarios en los cuales se varía el precio del petróleo.

Los casos planteados son:

- Caso más probable
- Caso optimista
- Caso pesimista

Para la interpretación de los resultados obtenidos en el análisis económico se tomó en cuenta el tiempo de la recuperación de la inversión y valores de VAN y TIR.

### **3.2.1 CASO MÁS PROBABLE**

Para el caso más probable se plantea un precio de petróleo de cincuenta dólares y una inversión de cuatro millones y medio de dólares debido a la implementación de facilidades de superficie necesarias para este proyecto.

Los resultados obtenidos del caso más probable con un precio de petróleo de cincuenta dólares son positivos debido al tiempo de recuperación de la inversión de 2,3 años, un valor de VAN mayor a cero y un TIR de 26%. Estos resultados indican que es factible la implementación de este proyecto y se encuentran en la tabla 3.1.

### **3.2.2 CASO OPTIMISTA**

Para el caso optimista se plantea un precio de petróleo de cincuenta y cuatro dólares y una inversión de cuatro millones y medio de dólares.

Los resultados obtenidos del caso más probable presentes en la tabla 5.1, con un precio de petróleo de cincuenta y cuatro dólares son positivos debido al tiempo de recuperación de la inversión de 1,7 años, un valor de VAN mayor a cero y un TIR de 38%. Los indicadores económicos junto al tiempo de recuperación de la inversión muestran que el proyecto es factible. (Anexo 5)

### **3.2.3 CASO PESIMISTA**

Para el caso pesimista se plantea un precio de petróleo de cuarenta y cinco y una inversión de cuatro millones y medio de dólares.

Los resultados obtenidos del caso pesimista presentes en la tabla 5.2, con un precio de petróleo de cuarenta y cinco dólares son negativos debido al tiempo de recuperación de la inversión de 3,6 años. (Anexo 5)

**TABLA 3.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL CASO MÁS PROBABLE**

	<b>Año de inversión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Proyección normal		292000	200750	167900	138700	116800	105850	73000
Proyección con inyección		419750	292000	250025	200750	164250	138700	80300
Delta Qo		127750	91250	82125	62050	47450	32850	7300
Capex	-45000							
Opex		4088000	2920000	2628000	1985600	1518400	1051200	233600
Ingreso		6387500	4562500	4106250	3102500	2372500	1642500	365000
Utilidad	-4500000	2299500	1642500	1478250	1116900	854100	591300	131400
Utilidad Acumulada	-4500000	-2200500	-558000	920250	2037150	2891250	3482550	3613950

Elaborado por: Nixon Ayala

PRECIO DE PETRÓLEO= \$ 50

TIR= 26%

VAN= \$ 1.752.912,71

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: 2,3 AÑOS

## **CAPÍTULO 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 CONCLUSIONES**

- En el campo Parahuacu la presión de reservorio en la arena T inferior ha ido disminuyendo en tal manera que en el año 1998 la presión fue de 2400 psi, en el año 2008 de 1698 y en la actualidad es de 1050 psi. Se puede notar que la presión está declinando y se encuentra cerca del punto de burbuja.
- De acuerdo al análisis estratigráfico existe continuidad entre el pozo inyector y los pozos productores en el intervalo planteado, por lo que lo más factible es realizarla inyección en esta zona.
- El pozo Parahuacu 22-D se encuentra cerrado debido a que no aportó con las reservas esperadas y se encuentra inundado de agua, por lo cual una opción para aprovechar el pozo es invertirlo de pozo productor a pozo inyector.
- La movilidad calculada para el sistema de inyección es menor a 1, lo que es bueno para el proyecto ya que el fluido desplazado se mueve más rápido que el desplazante, retardando la ruptura de agua en los pozos productores.
- El arreglo de inyección que mejor se ajusta a la geometría presente en los pozos de interés es el arreglo de cinco pozos invertido.
- Mediante las curvas de permeabilidades relativas de la arena "T" inferior se afirma lo que mediante análisis de cores en laboratorio se determinó que la roca tiene preferencia a ser mojada por agua, lo cual es un factor positivo para la inyección de agua.
- Mediante los métodos de predicción de inyección de agua se determina que a los 7 años se tendrá un corte de agua de 0,86% y el factor de recobro



aumentara en un 6%, por lo cual se recomienda que la vida del proyecto sea de 7 años.

- Con el análisis económico se determinó la cantidad aproximada que se invertirá para la implementación de inyección de agua, el flujo de caja para el proyecto, los indicadores de rentabilidad VPN positivo y TIR para los tres casos planteados y se determinó que el proyecto si es rentable.
- Mediante los métodos de predicción del comportamiento de inyección y las proyecciones realizadas en el software OFM, se observa que existirá un incremento en la producción de petróleo en comparación con la proyección de producción sin inyección.
- Los resultados obtenidos mediante el análisis económico para el caso más probable y optimista muestran resultados positivos para la implementación del proyecto de inyección de agua.
- En el análisis económico para el caso pesimista se obtuvo resultados negativos debido al tiempo de recuperación de la inversión muy largo.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda realizar el tratamiento necesario al agua de inyección para que sea compatible y evitar alterar las condiciones del reservorio
- Se recomienda manejar las facilidades de superficie que tengan la capacidad necesaria para abastecer el agua para la inyección de agua.
- Se recomienda poner en marcha el ensayo piloto en el los pozos de estudio.
- Se recomienda poner en marcha el proyecto una vez que el precio del petróleo se encuentre estable.

## GLOSARIO

1. **ARENISCA.-** Roca sedimentaria formada por pequeños granos de arena compactados, cuya dureza depende del tamaño de los granos que la componen.
2. **AGUA CONNATA.-** El agua atrapada en los poros de una roca durante la formación de la roca
3. **CORE.-** Muestra de roca tomada de la formación, utilizada para hacer análisis de laboratorio.
4. **ESTRATO.-** Masa de sedimentos, de espesor más o menos uniforme y escaso, extendida en sentido horizontal y separado por capas paralelas.
5. **FALLA GEOLÓGICA.-** Una falla geológica es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos que son separados por ella.
6. **FLANCO.-** Mitades en que divide el plano axial a un pliegue
7. **YACIMIENTO HETEROGÉNEO.-** Si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial.
8. **MAPA ISÓPACO.-** son aquellos mapas que muestran los espesores variables de una unidad estratigráfica por medio de curvas trazadas por puntos de igual espesor
9. **MAPA ISOBÁRICO.-** Mapa en el cuál se presentan líneas que unen puntos de igual presión.
10. **RUPTURA DE AGUA.-** Momento en el cual el fluido desplazante llega o aparece en el pozo de producción
11. **WOR.-** Abreviatura de la relación agua-petróleo

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, J. (2015). Análisis y cálculos del trabajo de inyección de agua en el campo Little Creek por C. Cronquist e inyección periférica de agua en el campo SAFBEU por R. Denham, Guayaquil, Ecuador.
- Bailey B; Crabtree M; Tyrie J. (2000). Control de agua. Schlumberger. Texas, EE.UU
- Bill Bailey y Mike Crabtree, (2015), “Control del agua”, Aberdeen, Escocia.
- Bidner, M. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Universidad de buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C., (1942). “Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Society of Petroleum Engineers, New York, EE. UU.
- Buell, R. (1990). Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot. Colorado, U.S.A. <https://www.onepetro.org>
- Cabrera, J; Cabrera, F. (2012), “Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características”, Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Castañeda, A. (2007). Incremento de producción del campo Parahuacu de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Castañeda, J; Cadena, M; Sánchez, D. (2012). Programa computacional para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua por el método de Craig, Geffen and Morse. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador.
- Castro, R; Gordillo, G. (2015), “Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena”, Departamento de Antioquia, Colombia.
- Castillo, C. Trujillo, Y. Generalidades de inyección de agua en pozos petroleros. Villavicencio, Colombia.

- Coral, L. (2012), "Estudio para proyecto piloto de recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua", Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Buenos Aires, Argentina.
- Espín, C. (2014). *Análisis del Proceso de Reinyección del Agua de Formación aplicado en las arenas U y T en el pozo CJC-01 en el Distrito Amazónico del Ecuador*. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito, Ecuador.
- Fandiño, G. Construcción de los flujos de caja en un proyecto. Bogotá, Colombia.
- Fontalvo, M. Pérez, M. (2016). *Estudio de Pre-factibilidad de Implementación de Recuperación Mejorada por Inyección de Polímeros a las arenas T superior y U inferior en el campo Singue-Bloque 53*. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.
- Forrest F. y Craig Jr., (1982), "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, EE. UU.
- Gómez, F. Romero, J. (2010). *Estudio de los Efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo del Campo Sacha*. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Gaspariano, N. (2013). Relación entre las propiedades petrofísicas de la roca almacenada en depósitos turbídicos y la producción de hidrocarburos: Análisis del sector central del campo Tajin de la Cuenca de Chicontepec. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.
- Guliyev Ruslan, (2008), Simulation Study of Areal Sweep Efficiency Versus a Function of Mobility Ratio and Aspect Ratio for Staggered Line-Drive Waterflood Pattern, Tesis de Grado, Texas A&M University, Texas, EE. UU.
- Halliburton, (2014), "Métodos IOR-EOR", Texas, EE. UU.
- Hernández, G. (2012). Optimización de PEMEX para campos maduros. México.
- Izquierdo, J; Vélez, R; Game, C; Gallegos, R. (2001), "Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero", Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil, Ecuador.

- Lin, E; Reyes, D. (2017). Desarrollo de un simulador para la toma de decisiones en la implementación de recuperación secundaria en campos maduros. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Mayorga, E. Mora, C; Castro, R; Rodríguez, A; Paredes, E. (2010), Predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica: Sector Norte del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Bogotá, Colombia.
- Mencías, A. (2016). *Viabilidad de la Aplicación de Fracturamiento Hidráulico en pozos del campo Guanta-Dureno para incrementar la producción de petróleo*. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Meza, K. (2013). Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Universidad Nacional autónoma de México. México, D.
- Meixueiro J. (2008). Metodología general para la evaluación de proyectos. Centro de estudios para la preparación y evaluación socioeconómica de proyectos. México, D.F.
- Molina, H; Del Caprio, J. (2004). La tasa de descuento en la evaluación de proyectos y negocios empresariales. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima, Perú.
- Moix, R. (2014). Evaluación económica de proyectos petroleros. Primera edición. Bogotá, Colombia.
- Obando, A. (2007). Perforación de pozos de desarrollo para el campo Parahuacu. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Ordoñez, D. (2001). Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Parahuacu. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Paris de Ferrer Magdalena, (2001), "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", Segunda Edición, Maracaibo, Venezuela.
- PETROAMAZONAS EP. (2017). Ronda Campos menores. Quito, Ecuador.
- PETROAMAZONAS EP. (2016). Cuadro de presiones Parahuacu. Quito, Ecuador.
- Rivadeneira, M; Barragán, R; Baby, P. (2004). La cuenca oriente. Quito, Ecuador.

- Rivera, L. (2015), "Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada", Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F, México.
- Schlumberger Oilfield Glossary, (2017), Recuperado de: [http://www.glosary.oilfield.slb.com/Terms/s/secondary\\_recovery.aspx](http://www.glosary.oilfield.slb.com/Terms/s/secondary_recovery.aspx)
- Smith, J; Cobb, W. (1997), "Waterflooding", Dallas, EE. UU.
- Smithson, T. Mecanismos de drenaje de los yacimientos. Schlumberger.
- Silin, D. (2005). Monitoring Waterflood Operations: Halls's Method Revisiyed. California, U.S.A. Recuperado de: <https://www.onepetro.org>
- Valencia Raúl, (2012), "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Willhite, P. (1986), "Waterflooding", Tercera edición, EE. UU.

## **ANEXOS**

**ANEXO N° 1**  
**PROPIEDADES FÍSICO QUÍMICAS DEL AGUA DE**  
**FORMACIÓN**



Fecha :	UNIDADES	23-Aug-15
Responsable		F. Tinoco
Pozo :		PRH-24
Campo :		BLOQUE 56
Na <sup>+</sup>	(mg/l)*	9210
Mg <sup>2+</sup>	(mg/l)	165.0
Ca <sup>2+</sup>	(mg/l)	1373
Ba <sup>2+</sup>	(mg/l)	2
Total Fe	(mg/l)	253
Cl <sup>-</sup>	(mg/l)	17100
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	(mg/l)	4
Bicarbonatos	(mg/HCO <sub>3</sub> )	744.0
Acidos carboxilicos	(mg/l)	
TDS (Medido)	(mg/l)*	29011
pH Condiciones Normales	---	6.5
TDS (Calculado)	(mg/l)*	28949
CO <sub>2</sub> Gas	(%)	4
CO <sub>2</sub> Agua	(mg/l)	390
H <sub>2</sub> S Gas	(ppm)	2
H <sub>2</sub> S Agua	(mg/l)	0.2
Gas/Día	(MSCFPD)	0
Oil/Día	(BOPD)	51
Agua/Día	(BWPD)	109
Arena productora	ARENA	Ti
Densidad API	° API	30
Temperatura de fondo	(°F)	230
Temperatura de cabeza	(°F)	105

Indice de saturacion CaCO3 fondo	SI	1.53
Potencial de depositación CaCO3 fondo	PTB	135

Indice de saturacion CaCO3 cabeza	SI	0.67
Potencial de depositación CaCO3cabeza	PTB	78.05

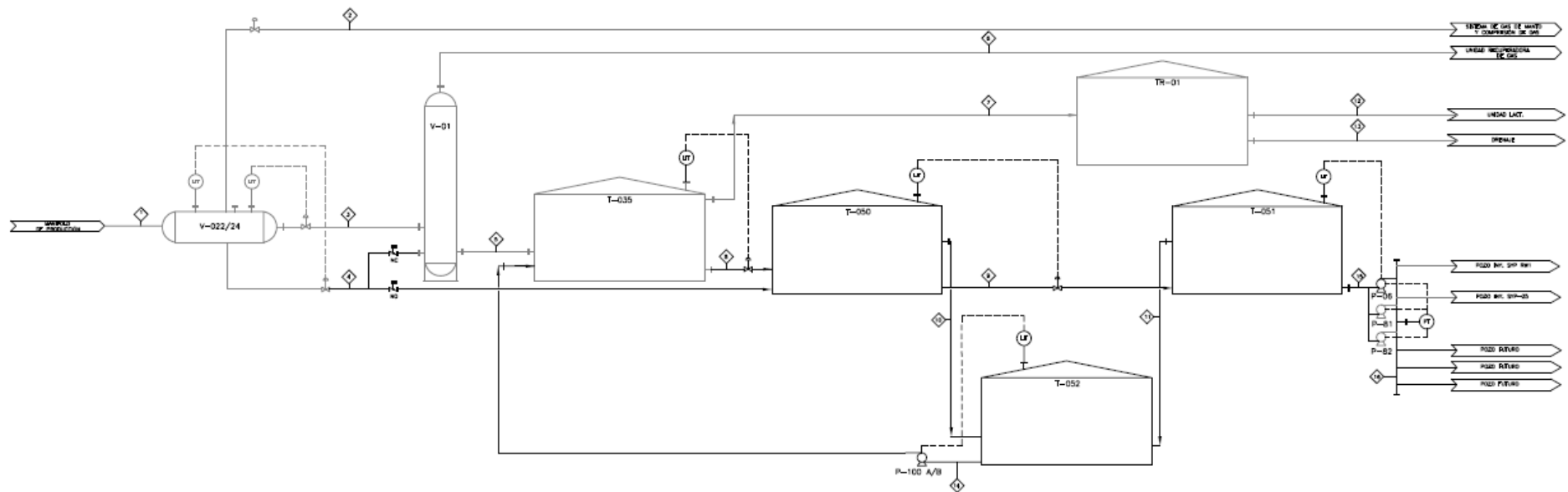
Tendencia Incrustante fondo	-----	<b>problema</b>
Tendencia Incrustante cabeza	-----	<b>improbable</b>

Indice de saturacion BaSO4 fondo	SI	0.00
Potencial de depositación BaSO4 fondo	PTB	0.00

Indice de saturacion BaSO4 cabeza	SI	0
Potencial de depositación BaSO4cabeza	PTB	0.00

Tendencia Incrustante fondo	-----	<b>Improbable</b>
Tendencia Incrustante cabeza	-----	<b>Improbable</b>

**ANEXO N°2**  
**ESTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA**



V-022/024: Separadores de producción

V-01: Bota de gas

T-0.35: Tanque de lavado

T-050: Tanque Swimmer

P-100 A/B: Bombas

T-052: Tanque Rebose

TR-01: Tanque de reposo

T-0.51: Tanque pulmón

P-06/81/82: Bombas de transferencia de agua

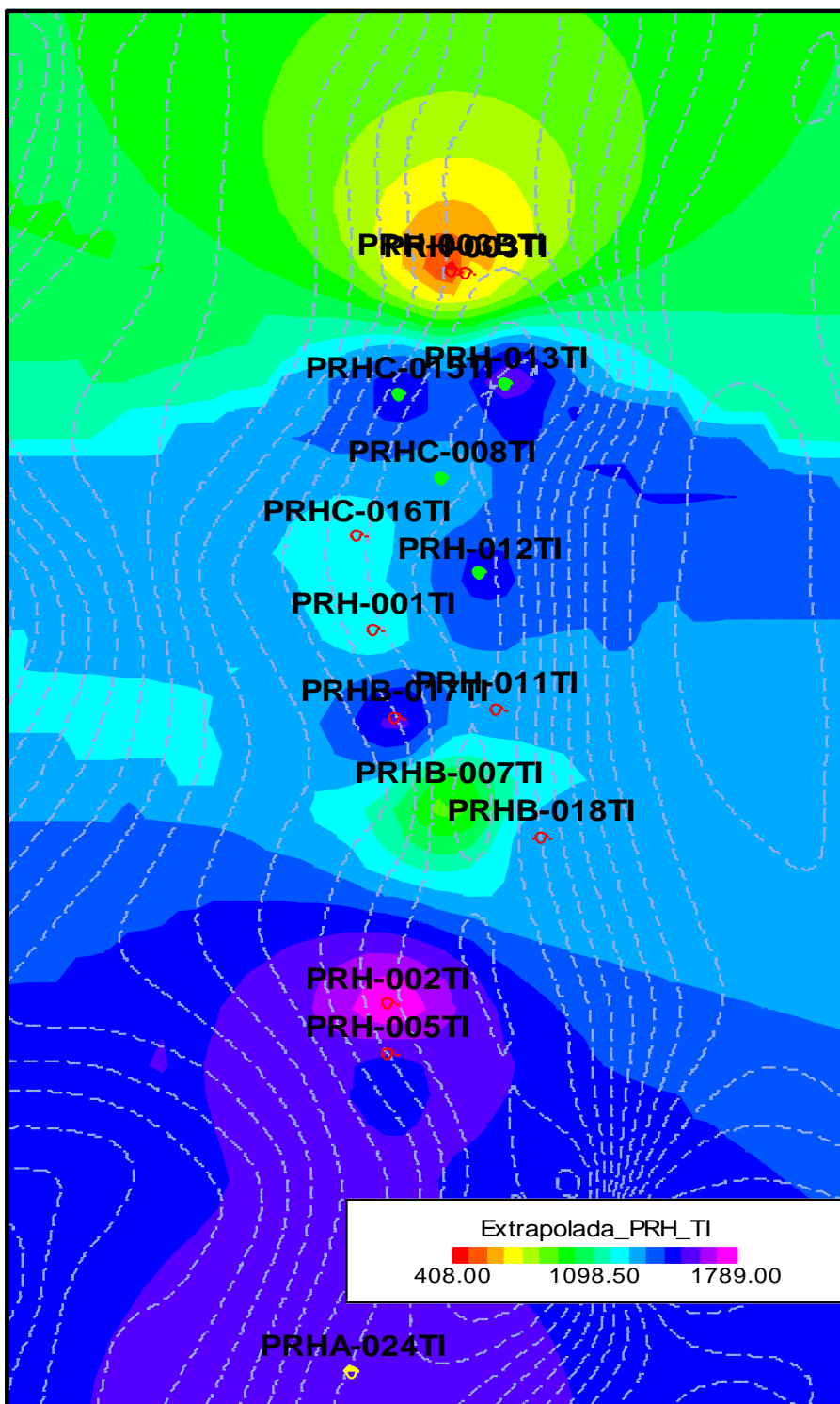
**ANEXO N°3**  
**ESTADO COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO**



**ANEXO N°4**

**MAPA ISOBÁRICO DE LA ARENA T INFERIOR DEL**

**CAMPO PARAHUACU**





**ANEXO N°5**

**ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LOS CASOS OPTIMISTA Y**

**PESIMISTA**

**TABLA 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL CASO OPTIMISTA**

	<b>Año de inversión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Proyección normal Bls/año		292000	200750	167900	138700	116800	105850	73000
Proyección con inyección Bls/año		419750	292000	250025	200750	164250	138700	80300
Delta Qo Bls/año		127750	91250	82125	62050	47450	32850	7300
Capex \$	-45000							
Opex \$		4088000	2920000	2628000	1985600	1518400	1051200	233600
Ingreso \$		6898500	4927500	4434750	3350700	2562300	1773900	394200
Utilidad \$	-4500000	2810500	2007500	1806750	1365100	1043900	722700	160600
Utilidad Acumulada \$	-4500000	-1689500	318000	2124750	3489850	4533750	5256450	5417050

PRECIO DE PETRÓLEO= \$ 54

TIR= 38%

VAN= \$ 3.142.448,87

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: 1,7 AÑOS

## **ANÁLISIS ECÓNÓMICO PARA EL CASO PESIMISTA**

**TABLA 5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL CASO PESIMISTA**

	<b>Año de inversión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Proyección normal Bls/año		292000	200750	167900	138700	116800	105850	73000
Proyección con inyección Bls/año		419750	292000	250025	200750	164250	138700	80300
Delta Qo Bls/año		127750	91250	82125	62050	47450	32850	7300
Capex \$	-45000							
Opex \$		4088000	2920000	2628000	1985600	1518400	1051200	233600
Ingreso \$		5748750	4106250	3695625	2792250	2135250	1478250	328500
Utilidad \$	-4500000	1660750	1186250	1067625	806650	616850	427050	94900
Utilidad Acumulada	-4500000	-2839250	-1653000	-585375	221275	838125	1265175	1360075

PRECIO DE PETRÓLEO= \$ 45

TIR= 10%

VAN= \$ 15.992,51

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN: 3,6 AÑOS

**ANEXO N°6**  
**MÉTODO DE AMOTT**



## PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES

### Humectabilidad (Método de Amott)

1. Cinco (5) muestras se seleccionaron para estas pruebas. Las muestras limpias y secas se someten al vacío y se saturan a presión con la solución salina simulada del agua de formación. Cada muestra se instala en una celda hidrostática para núcleos y se aplica la presión de sobrecarga neta.
2. Se establece una saturación de agua irreducible mediante técnicas de desplazamiento dinámico con un petróleo mineral refinado de 20 centipoises.
3. El aceite mineral de 20 centipoises se desplaza luego con un aceite mineral de baja viscosidad (1.7 cps).
4. Las muestras se colocan en tubos de imbibición llenos con agua de formación simulada y se le permite imbibir espontáneamente hasta obtener un valor constante (aproximadamente 15 días), desplazando así un volumen equivalente de aceite.
5. Una vez el nivel de aceite desplazado se hace constante, el aceite remanente se desplaza dinámicamente hasta lograr una condición de aceite residual y se determina la Permeabilidad al Agua para esta condición.
6. Las muestras se sumerge en un tubo de imbibición con aceite mineral para desplazar espontáneamente al agua, hasta obtener un nivel constante de ésta.
7. El agua móvil remanente de la muestra se desplaza dinámicamente con aceite hasta lograr una condición de Agua Inmóvil, y se determina la Permeabilidad al aceite para dicha condición.
2. Las saturaciones finales de agua y aceite se determinan mediante el método del Dean Stark usando tolueno como solvente. Las sales inorgánicas se extraen en un soxhlet con metanol. Las muestras se secan en un horno al vacío a 180 ° F.
3. Los valores de Saturaciones iniciales e intermedias se determinan por balance de materiales. Los índices de humectabilidad se calculan de los volúmenes de fluido imbibido y desplazado.

**ANEXO N°7**

**REGISTROS ELÉCTRICOS DEL CAMPO PARAHUACU DE  
LA ARENA “T” INFERIOR**

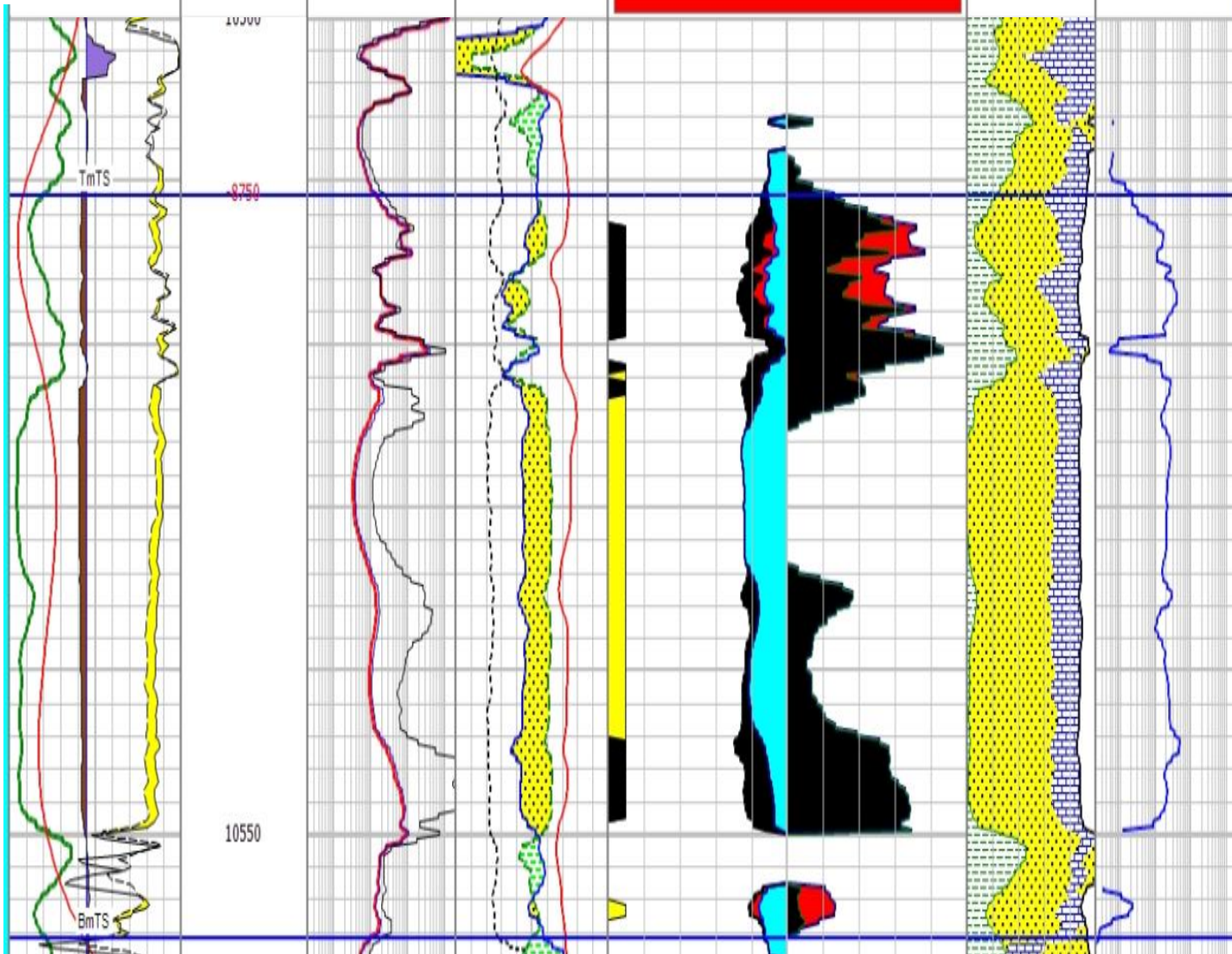
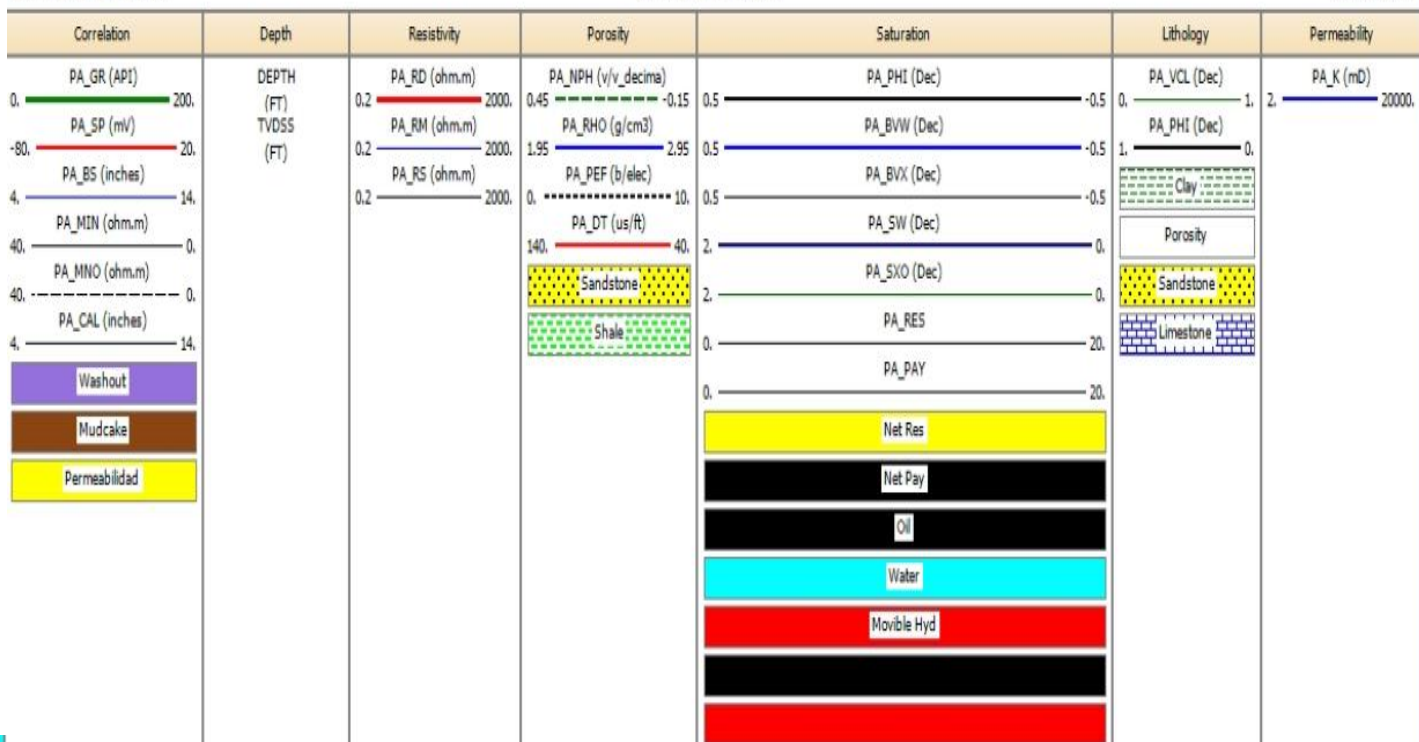
Scale : 1 : 200

PRHC-022

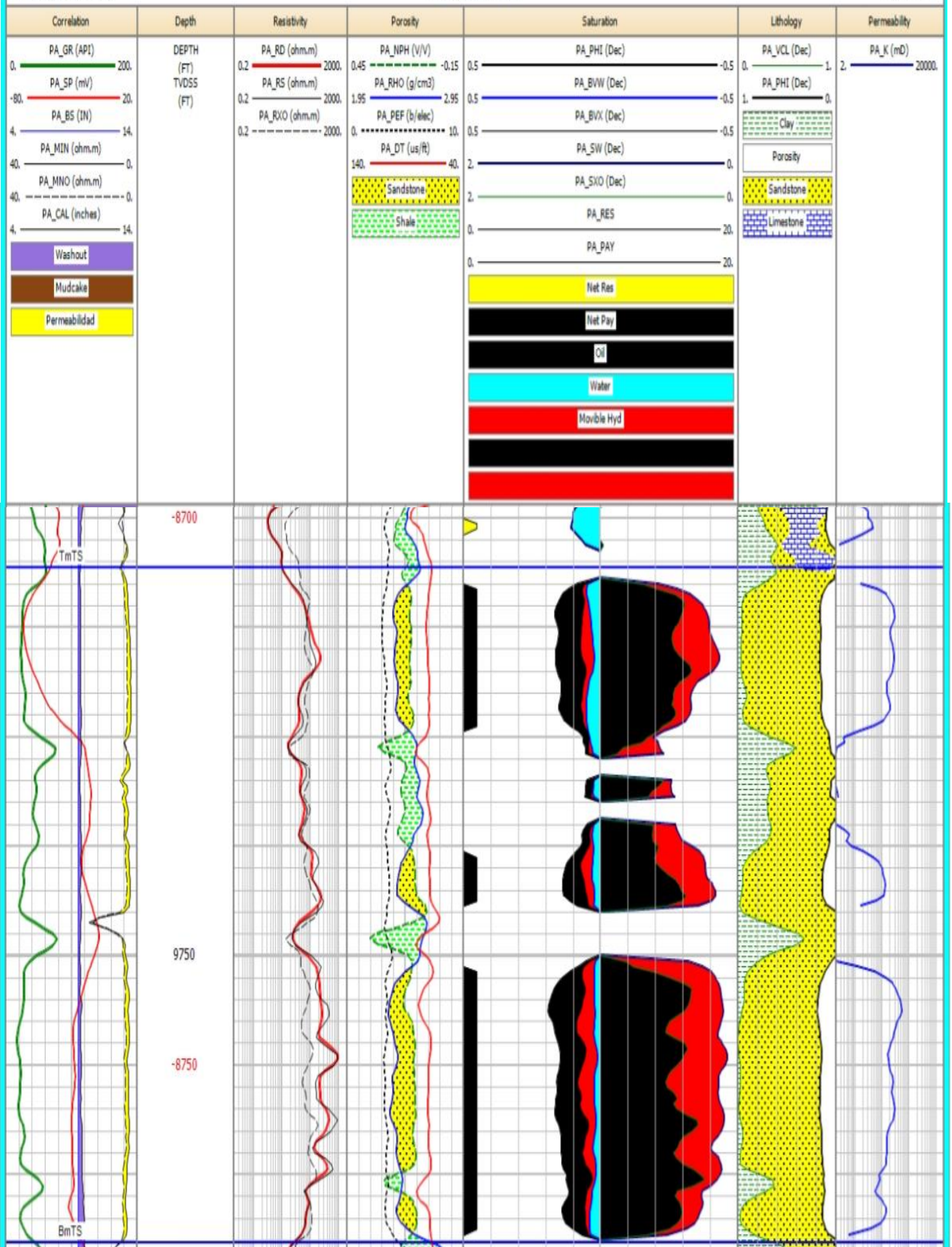
DB : IP DATABASE PARAMJACU (18)

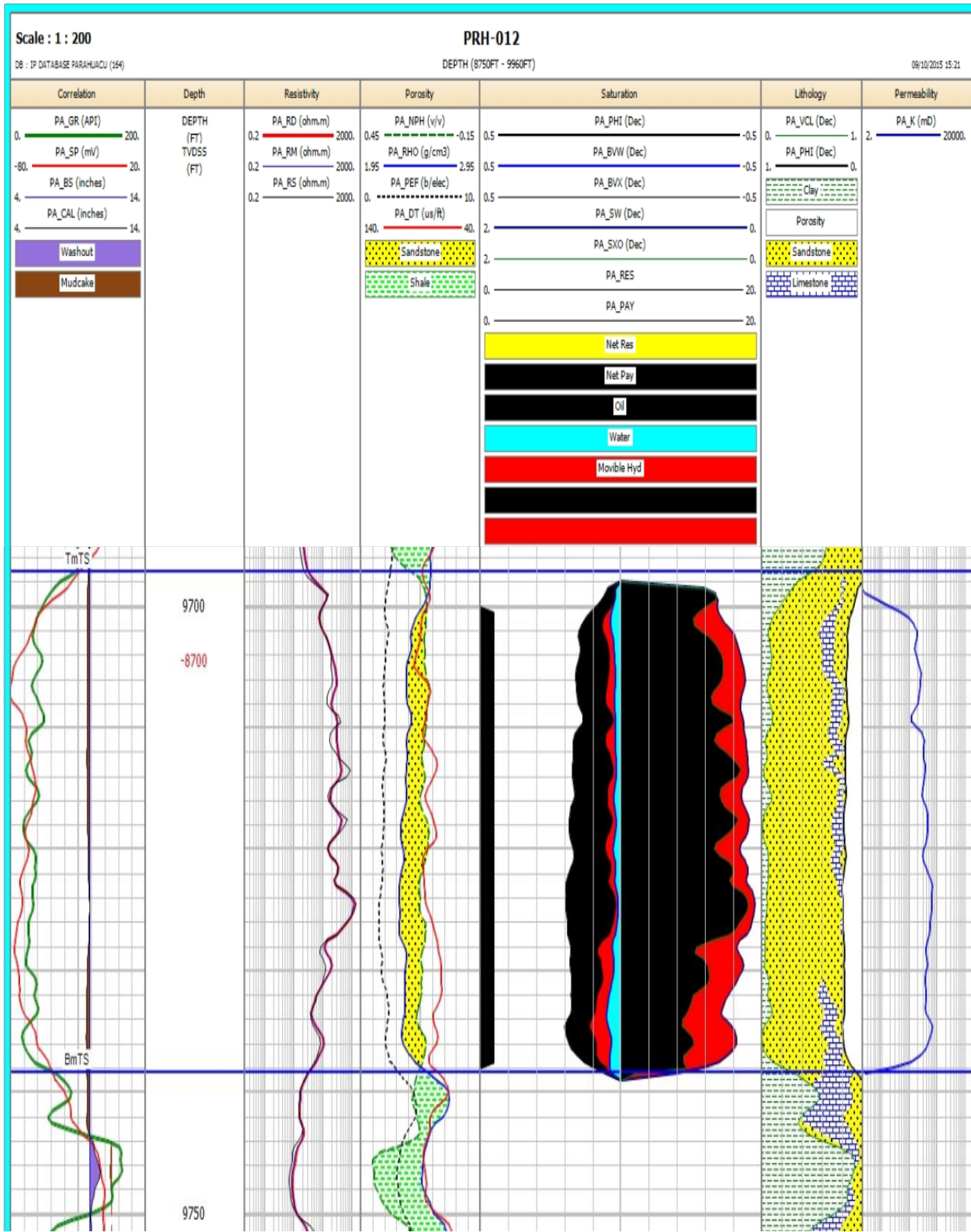
DEPTH (9550FT - 10880FT)

09/10/2015 15:51









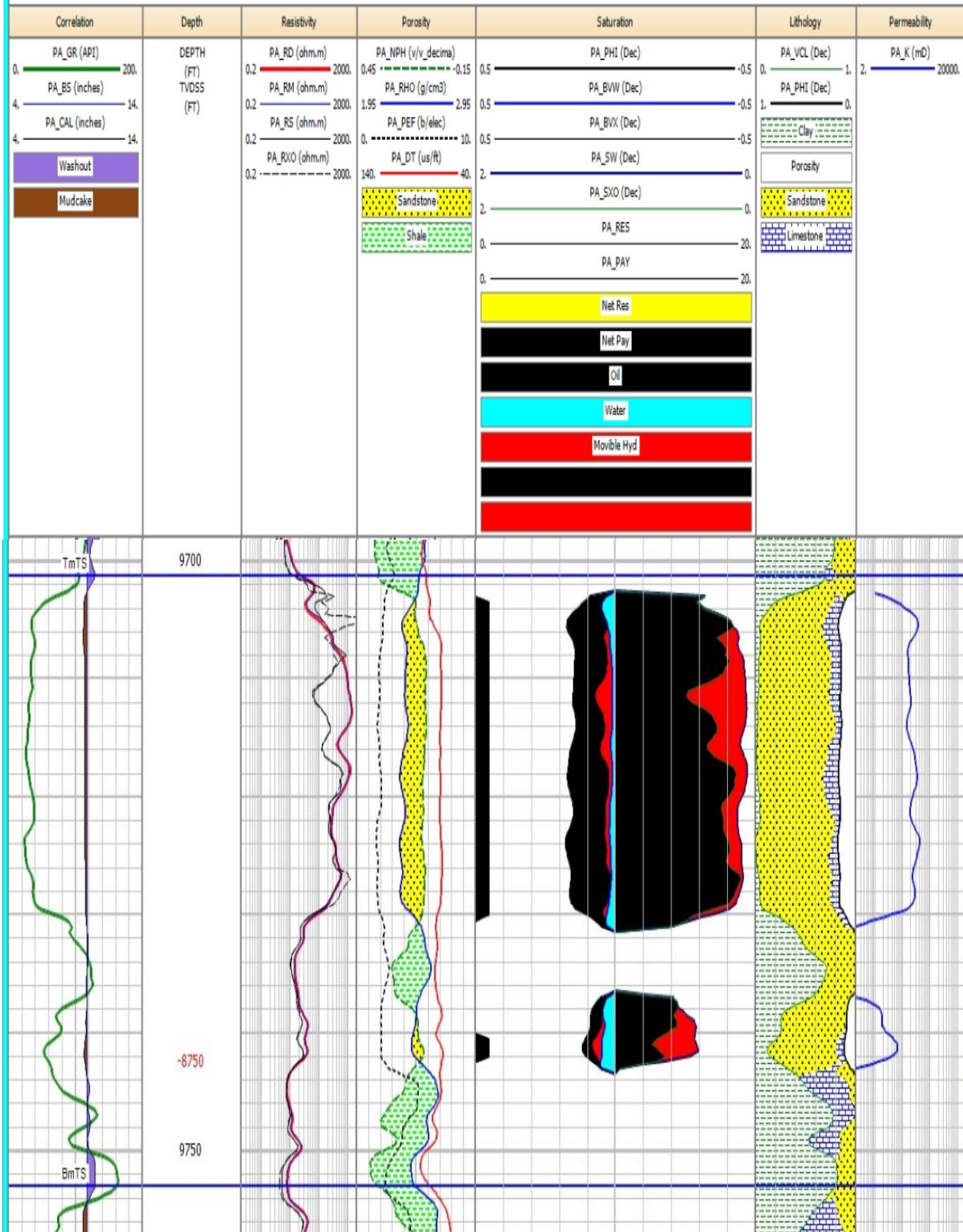
Scale : 1 : 200

PRH-013

DB : IP DATABASE PARAMJACU (10)

DEPTH (8750FT - 9850FT)

09/10/2015 15:22



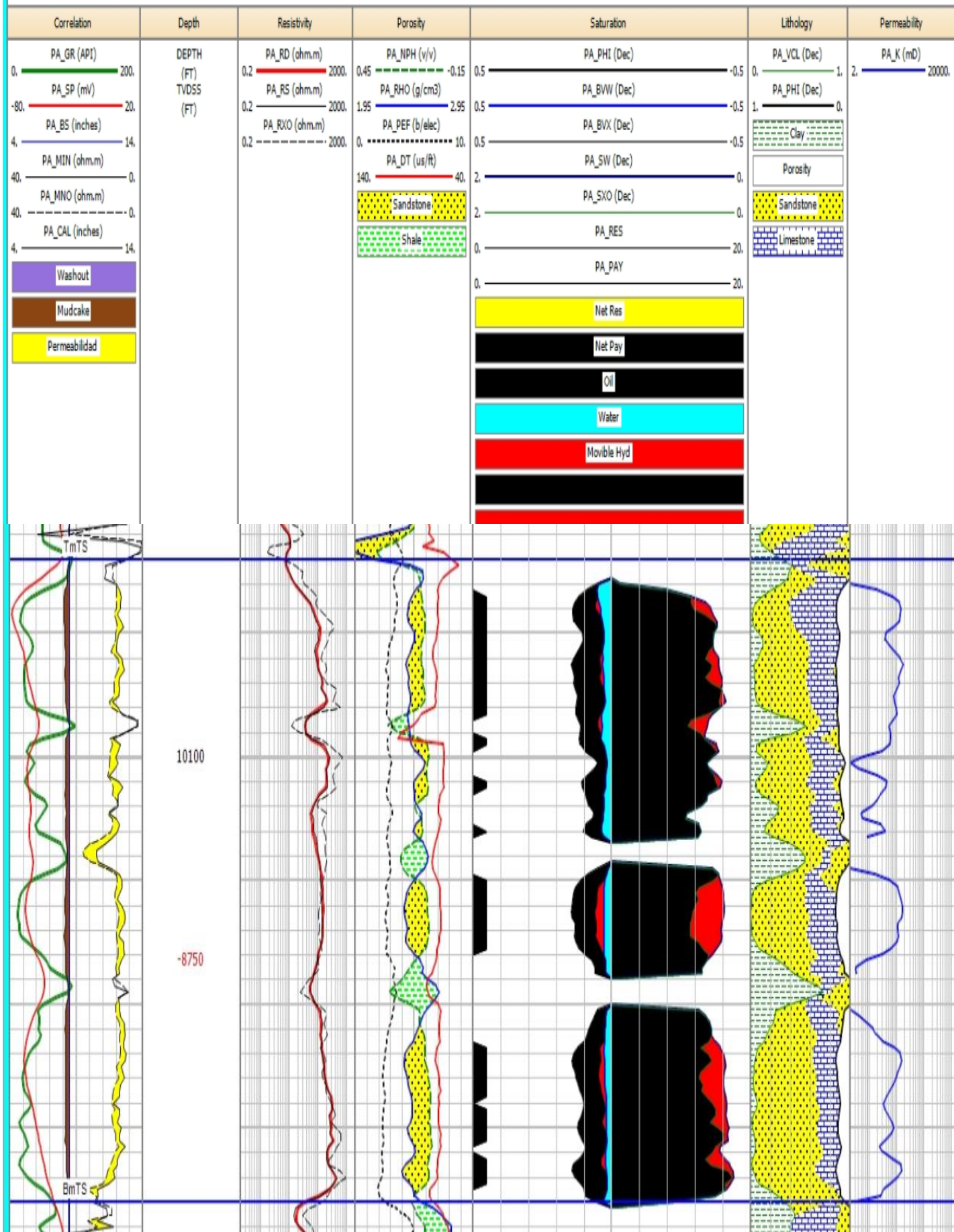
Scale : 1 : 200

PRHC-015

DB : IP DATABASE PARAMJACU (11)

DEPTH (9150FT - 10430FT)

09/10/2015 15:48



**ANEXO N°8**

**RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CORES DEL POZO**

**PARAHUACU 22-D**



## RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Los resultados del Estudio de Análisis de núcleos realizado en las muestras del pozo Parahuacu 22D se resumen a continuación:

Promedios	Muestras Analizadas	Permeabilidad Al Aire, md	Permeabilidad Klinkenberg, md	Porosidad, %	Densidad de Granos (grs/cc)
HORIZONTALES	20	203	188	11.7	2.680
VERTICALES	20	185	171	11.8	2.677

- Los valores de Saturación de Agua ( $S_{wi}$ ) obtenidos de las tres (3) pruebas de Presión Capilar por el Método del Plato Poroso variaron desde 14.9 hasta 20.0 en porcentaje de espacio poroso con un promedio de 17.6
- El exponente de cementación "m" promedio con presión de sobrecarga en las tres (3) muestras es 1.97.
- El exponente de Saturación "n" promedio con presión de sobrecarga en las tres (3) muestras es 2.02.
- El recobro de petróleo promedio por la inundación con gas de las 5 muestras analizadas es de 50.3 por ciento del espacio poroso originando una saturación de petróleo residual promedio de 22 por ciento. El promedio de la permeabilidad relativa al gas a la saturación residual de petróleo es de 0.393 fracción del  $K_o @ S_{wi}$ .
- El promedio de las (5) pruebas de compresibilidad uniaxial (transformados de la compresibilidad hidrostática medida) es de  $2.554 \text{ E-}06 \text{ lpc}^{-1}$ , a la presión de sobrecarga efectiva correspondiente.
- Los resultados de las cinco (5) pruebas de humectabilidad por el Método de Amott indican una preferencia de humectabilidad al agua en las cinco (5) muestras analizadas.

**ANEXO N°9**  
**DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD**

PH-22	PH-08	PH-12	PH-13	PH-15	Promedio
110	80	70	50	65	75
290	230	190	180	200	218
130	100	125	90	175	124
390	450	500			446,6666667
420	610	650	580	630	578
260	0	200	150	270	220
510	690			680	626,6666667
450	350		245	520	391,25
350	430	380	420	690	472,5
100	80		110	60	87,5