

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE PETRÓLEO  
ACTUAL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE PRESIONES E HISTORIA DE  
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO OCELOTE**

**LAURA PATRICIA CUJIA MEDINA  
JUAN CAMILO TÁUTIVA ENCISO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D. C.  
2016**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE PETRÓLEO  
ACTUAL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE PRESIONES E HISTORIA DE  
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO OCELOTE**

**LAURA PATRICIA CUJIA MEDINA  
JUAN CAMILO TÁUTIVA ENCISO**

**Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
EDWIN MUÑOZ  
Ingeniero de Petróleos**

**ORIENTADOR  
ALEJANDRO CONTRERAS GARZÓN  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D. C.  
2016**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

ING. ALEJANDRO CONTRERAS  
Presidente del jurado

---

ING. ALEX CUADRADO  
Jurado 1

---

ING. ADRIANGELA ROMERO  
Jurado 2

Bogotá, Noviembre del 2016

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. JAIME POSADA DIAZ.**

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCA-PEÑA.**

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.**

Secretario General:

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA.**

Decano Facultad de Ingeniería:

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.**

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos:

**Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO.**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

*A mis padres, por ser un apoyo constante.  
A mis hermanos, por ser una motivación.  
A Dios.*

***Juan Camilo Táutiva Enciso.***

*A los que me dieron la vida y a los que  
hacen parte de ella.*

***Laura Patricia Cujia Medina.***

## AGRADECIMIENTOS

El tiempo dedicado a la elaboración del presenta proyecto de trabajo de grado, fue un camino de enseñanza y dedicación constante que hoy se ven plasmados en la presentación del mismo.

Las principales personas a las que quiero agradecer son mis padres, Patricia Enciso y Camilo Tautiva. Ellos han dedicado su vida a instruirme y motivarme a seguir y cumplir mis metas y sueños, por brindarme la motivación en los momentos en los que fue necesario y lo más importante por el apoyo que me hacen sentir a diario.

A mis tres hermanos Isabella, Santiago y Jerónimo, por ser la alegría necesaria día a día.

Al ingeniero Edwin Muñoz, por guiar la elaboración del presente proyecto de grado además de los conocimientos transmitidos a lo largo de este año. A Fredys Cujia por ser la persona de apoyo en la empresa y ser quien inicio este proyecto. A la empresa soporte HOCOL S.A por permitirme trabajar junto a ustedes. Agradezco igualmente al ingeniero Alejandro Contreras por ser la persona que nos ayudó a la culminación de este proyecto.

A Laura Cujia, mi compañera por ser paciente en los momentos en los que fueron necesarios. Y por último a mis amigos que fueron una gran compañía en el último año.

Gracias a la Fundación Universidad de América, por brindarme los conocimientos necesarios para poder culminar mi pregrado exitosamente. A cada uno de los docentes y directivos que influyeron en este proceso de principio a fin.

A la Compañía HOCOL S.A., por darnos la oportunidad de desarrollar el proyecto de grado.

Le doy gracias a Dios y a mi familia, que siempre han estado como un apoyo incondicional.

A mi compañero Juan Camilo Tautiva, por ser apoyo y guía en el desarrollo del trabajo de grado.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO OCELOTE	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	31
1.2 LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna Estratigráfica	33
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.2.1 Basamento Precámbrico	36
1.3.2.2 Paleozoico	36
1.3.2.3 Cretáceo	36
1.3.2.4 Cenozoico	37
1.3.3 Geología Estructural	40
1.3.4 Geología del petróleo	42
1.3.4.1 Roca Generadora	42
1.3.4.2 Roca Reservorio	42
1.3.4.3 Sello	42
1.3.4.4 Trampa	42
1.3.4.5 Migración	43
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	43
1.4.1 Definición del yacimiento	45
1.4.2 Propiedades de los fluidos	46
1.4.3 Número de pozos	46
2. CONDICIONES DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE	47
2.1 HISTÓRICO DE PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO	47
2.2 CONDICIONES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE	48
2.2.1 Clasificación de pozos	48
2.2.2 Principios básicos de propiedades petrofísicas	49
2.2.3 Propiedades petrofísicas de los pozos productores	51
2.3 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DE LOS 84 POZOS PRODUCTORES LOCALIZADOS EN EL CAMPO OCELOTE	55
2.3.1 Método de producción en el Campo Ocelote	55
2.3.2 Conificación de agua a pozos productores	56

2.3.3 Producción en los pozos del Campo Ocelote	57
2.3.4 Análisis de la producción de los pozos del Campo Ocelote	61
3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE	62
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN Y SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO OCELOTE	62
3.2 CÁLCULO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE ( $P_{WF}$ ), PARA LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE	65
3.2.1 Componentes de la ecuación de Pwf	67
3.2.1.1 PIP Corregida	67
3.2.1.2 Punto medio de perforados PMP	68
3.2.1.3 Profundidad del sensor de la bomba	74
3.2.1.4 Gradiente de presión hidrostática	74
3.2.1.5 BS&W	75
3.2.2 Resultados de presión de fondo fluyente	76
4. IMPLEMENTACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA GENERAR SATURACIONES ACTUALES DE PETRÓLEO	81
4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	81
4.1.1 Análisis PVT	81
4.1.1.1 Factor volumétrico de formación del aceite ( $B_o$ )	82
4.1.1.2 Factor volumétrico de formación del agua ( $B_w$ )	82
4.1.1.3 Viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	82
4.1.1.4 Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	82
4.1.2 Curvas de permeabilidad relativa	85
4.1.3 Saturación actual de petróleo	92
5. COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO EN EL TIEMPO EN LOS POZOS DEL CAMPO OCELOTE	95
5.1 SOFTWARE OFM	95
5.2 PROCEDIMIENTO EN SOFTWARE OFM	95
5.2.1 Importación de información Excel a Microsoft Access	95
5.2.2 Procedimiento para habilitar tabla en OFM	99
5.2.3 Procedimiento para graficar el comportamiento de la saturación en el tiempo	102
6. AJUSTE DEL MODELO DE ASEGURAMIENTO DE LA COMPAÑÍA CON BASE EN EL RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE SATURACIONES DE PETRÓLEO	104
6.1 MODELO PETROFÍSICO	104
6.1.1 Modelo petrofísico en el Campo Ocelote	105
6.1.1.1 Determinación de saturación de fluidos en el Campo Ocelote	107
6.2 GERENCIAMIENTO DEL YACIMIENTO	108

6.3 VALIDACIÓN DE DATOS CON EL MODELO PETROFÍSICO EXISTENTE	111
7. ANÁLISIS FINANCIERO	114
7.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	115
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	119
7.2.1 Caso 1 “Escenario Base”	119
7.2.2 Caso 2 “Escenario Ajuste modelo de predicción de la producción”	121
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	122
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	126
7.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	126
7.4.2 Flujo de efectivo	127
7.4.2.1 Caso 1 “Escenario Base”	127
7.4.2.2 Caso 2 “Escenario Ajuste modelo de predicción de producción”	128
7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	130
8. CONCLUSIONES	131
9. RECOMENDACIONES	133
BIBLIOGRAFÍA	134
ANEXOS	136

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Número de pozos Campo Ocelote	46
<b>Tabla 2.</b> Clasificación de los pozos según ángulo de desviación	49
<b>Tabla 3.</b> Condiciones actuales de pozos verticales del Campo Ocelote, Formación C5	52
<b>Tabla 4.</b> Condiciones actuales de pozos desviados del Campo Ocelote, Formación C7	52
<b>Tabla 5.</b> Condiciones actuales de pozos desviados del Campo Ocelote, Formación C5	53
<b>Tabla 6.</b> Datos de presión exportados de OFM del pozo HCL – 84, para los meses octubre – noviembre año 2007	68
<b>Tabla 7.</b> Profundidades del sensor pozo ocelote HCL – 84	74
<b>Tabla 8.</b> Resultados BS&W pozo HCL – 84	76
<b>Tabla 9.</b> PVT del aceite, pozo HCL – 84 Formación Carbonera C7	83
<b>Tabla 10.</b> PVT del aceite, pozo HCL – 84 Formación Carbonera C7	83
<b>Tabla 11.</b> Rangos en tamaño de garganta de poros	89
<b>Tabla 12.</b> Número de pozos perforados por períodos en la campaña de perforación	115
<b>Tabla 13.</b> Producción incremental caso 1	120
<b>Tabla 14.</b> Costos de operación (OPEX), caso 1	120
<b>Tabla 15.</b> Producción incremental caso 2	121
<b>Tabla 16.</b> Costos de operación (OPEX), caso 2	122
<b>Tabla 17.</b> Precio de venta del crudo	123
<b>Tabla 18.</b> Producción neta caso 1	124
<b>Tabla 19.</b> Producción neta caso 2	124
<b>Tabla 20.</b> Ingresos totales caso 1	125
<b>Tabla 21.</b> Ingresos totales caso 2	125

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación geográfica del Campo Ocelote	32
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales con las formaciones atravesadas por el Campo Ocelote	34
<b>Figura 3.</b> Configuración estructural del Campo Ocelote	41
<b>Figura 4.</b> Yacimiento con empuje de agua	56
<b>Figura 5.</b> Esquema de la conificación	57
<b>Figura 6.</b> Esquema de una bomba electro sumergible	64
<b>Figura 7.</b> Esquema de una ESP con varias etapas de bombas centrifugas	64
<b>Figura 8.</b> Estado mecánico pozo HCL – 84	69
<b>Figura 9.</b> “Survey del pozo HCL - 84	71
<b>Figura 10.</b> Estado mecánico pozo HCL – 68	72
<b>Figura 11.</b> Estado mecánico pozo HCL – 82	73
<b>Figura 12.</b> Mapa de la presión estática del yacimiento en el Campo Ocelote. Diciembre 2015	80
<b>Figura 13.</b> Esquema del sistema del filtro de arena usado en el experimento de Darcy	87
<b>Figura 14.</b> Curva de permeabilidad relativa roca tipo tres	91
<b>Figura 15.</b> Interfase Microsoft Access para importar tabla desde Excel	96
<b>Figura 16.</b> Obtener datos externos	96
<b>Figura 17.</b> Asistente para importación de hojas de cálculo	97
<b>Figura 18.</b> Seleccionar “Primera fila contiene encabezados de columna”	97
<b>Figura 19.</b> Asociar variables a los nombres de los pozos	98
<b>Figura 20.</b> Seleccionar “Sin clave principal”	98
<b>Figura 21.</b> Importación de datos en Microsoft Access	99
<b>Figura 22.</b> “Database”	100
<b>Figura 23.</b> “Edit Schema Tables”	100
<b>Figura 24.</b> Definición de la variable a importar	101
<b>Figura 25.</b> Asociar la variable al pozo y a la fecha	101
<b>Figura 26.</b> Selección de variables a graficar	102
<b>Figura 27.</b> “Time Motion Study”. Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2011 a 2015	103
<b>Figura 28.</b> Mapa de ubicación de los Campo Ocelote – Guarrojo (Marcados los pozos con corazones)	106
<b>Figura 29.</b> Variación de la saturación agua – petróleo del pozo HCL – 84	110
<b>Figura 30.</b> Ajuste de la saturación de agua en el Campo Ocelote	113
<b>Figura 31.</b> Flujo de efectivo Caso 1	127
<b>Figura 32.</b> Flujo de caja neto Caso 1	128
<b>Figura 33.</b> Flujo de efectivo Caso 2	129
<b>Figura 34.</b> Flujo de caja neto Caso 2	129

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Propiedades formaciones productoras Carbonera C7 y Carbonera C5	45
<b>Cuadro 2.</b> Características de los fluidos presentes en las Unidades C7 y C5	46
<b>Cuadro 3.</b> Condiciones actuales de pozos verticales del Campo Ocelote, Formación C7	51
<b>Cuadro 4.</b> Campo Ocelote, Formación C7	54
<b>Cuadro 5.</b> Producción diaria de los pozos del Campo Ocelote a 31 de Diciembre de 2015	59
<b>Cuadro 6.</b> Producción diaria de los pozos del Campo Ocelote a 31 de Diciembre de 2015	60
<b>Cuadro 7.</b> Resultado Pwf mes de Diciembre 2015 pozo HCL – 84	77
<b>Cuadro 8.</b> Interpolación realizada por excel para el pozo HCL – 84	84
<b>Cuadro 9.</b> Factor volumétrico del aceite y agua para el pozo HCL – 84	85
<b>Cuadro 10.</b> Interpolación para encontrar el valor de Sw	92
<b>Cuadro 11.</b> Saturaciones en el mes de diciembre de 2015 para el pozo HCL – 84	94
<b>Cuadro 12.</b> Comparación de datos de saturación de agua, modelo petrofísico y modelo dinámico	112
<b>Cuadro 13.</b> Especificaciones pozos perforados por período en la campaña de perforación	117
<b>Cuadro 14.</b> Costos de inversión (CAPEX)	118
<b>Cuadro 15.</b> Porcentaje de regalías para la evaluación financiera	123

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción histórica y pronóstico reservas PDP Campo Ocelote	44
<b>Gráfica 2.</b> Producción acumulada de fluidos en el Campo Ocelote	44
<b>Gráfica 3.</b> Comportamiento histórico de presión Campo Ocelote	46
<b>Gráfica 4.</b> Histórico de pozos perforados en el Campo Ocelote	47
<b>Gráfica 5.</b> Tipos de mecanismo de producción campos de los llanos	58
<b>Gráfica 6.</b> Presión Vs Profundidad	75
<b>Gráfica 7.</b> Comportamiento de la Pwf en el pozo HCL – 84 a lo largo del tiempo	79
<b>Gráfica 8.</b> Porosidad vs. Permeabilidad de corazones Fm. C7 todos los pozos con corazones	89

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Porosidad	49
<b>Ecuación 2.</b> Caudal que atraviesa un medio poroso	50
<b>Ecuación 3.</b> Gravedad API	50
<b>Ecuación 4.</b> BS&W	61
<b>Ecuación 5.</b> Presión de entrada de la bomba disponible (PIP)	66
<b>Ecuación 6.</b> Gravedad específica de un fluido	66
<b>Ecuación 7.</b> Presión de fondo fluyente (Pwf)	67
<b>Ecuación 8.</b> Punto Medio de Perforados (PMP)	70
<b>Ecuación 9.</b> BS&W	75
<b>Ecuación 10.</b> Ecuación básica de la ley de Darcy	86
<b>Ecuación 11.</b> Ley general de Darcy	88
<b>Ecuación 12.</b> Ecuación de la variable ACRT	90
<b>Ecuación 13.</b> Relación $K_{rw}/K_{ro}$	91
<b>Ecuación 14.</b> Saturación de petróleo	93
<b>Ecuación 15.</b> Ecuación de doble agua	107
<b>Ecuación 16.</b> Ecuación de saturación de petróleo	109
<b>Ecuación 17.</b> Valor Presente Neto (VPN)	126

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Resultados procedimiento en Microsoft excel pozo HCL – 84	137
<b>Anexo B.</b> “Time Motion Study”. Mapas de movimiento de fluidos, Variables Sw. Año 2011 a 2015	193

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>ΔP.</b>	Cambio de presión.
<b>°F.</b>	Grado Fahrenheit.
<b>μg.</b>	Viscosidad del gas.
<b>A.</b>	Área.
<b>API.</b>	Instituto Americano de Petróleo.
<b>BBL.</b>	Barriles.
<b>BES.</b>	Bombeo Electrosumergible.
<b>BFPD.</b>	Barriles de fluido por día.
<b>BS&amp;W.</b>	Sedimentos y agua suspendidos.
<b>BAPD.</b>	Barriles de agua por día.
<b>C1.</b>	Carbonera uno.
<b>C2.</b>	Carbonera dos.
<b>C3.</b>	Carbonera tres.
<b>C4.</b>	Carbonera cuatro.
<b>C5.</b>	Carbonera cinco.
<b>C6.</b>	Carbonera seis.
<b>C7.</b>	Carbonera siete.
<b>C8.</b>	Carbonera ocho.
<b>C9.</b>	Carbonera nueve.
<b>C10.</b>	Carbonera diez.
<b>cm.</b>	Centímetros.
<b>Co.</b>	Coeficiente de compresibilidad.
<b>Cp.</b>	Centipoise.
<b>E.</b>	Este.
<b>E&amp;P.</b>	Exploración y Producción.
<b>Gr.</b>	Gramos.
<b>γf.</b>	Gravedad específica del fluido.
<b>Ha.</b>	Hectáreas.
<b>K.</b>	Permeabilidad.
<b>Km.</b>	Kilómetros.
<b>Kro.</b>	Permeabilidad relativa del aceite.
<b>Krw.</b>	Permeabilidad relativa del agua.
<b>m.s.n.m.</b>	Metros sobre el nivel del mar.
<b>Ma.</b>	Millones de años.
<b>MD.</b>	Measured Depth.
<b>N.</b>	Norte.
<b>NE.</b>	Noreste.
<b>No.</b>	Noroeste.

<b>OFM.</b>	“Oil Field Manager”.
<b><math>\phi</math>.</b>	Porosidad.
<b>PB.</b>	Profundidad del sensor de bomba.
<b>PCEPD.</b>	Pies cúbicos estándar de gas por día.
<b>PIP.</b>	Presión a la entrada de la bomba.
<b>PMP.</b>	Profundidad media de perforados.
<b>Ppm.</b>	Partes por millón.
<b>Psi.</b>	Libra fuerza por pulgada cuadrada.
<b>Pwf.</b>	Presión de fondo fluyente.
<b>Q.</b>	Caudal.
<b>Rs.</b>	Relación gas en solución.
<b>S.</b>	Sur.
<b>SE.</b>	Sur Este.
<b>Seg.</b>	Segundos.
<b>SO.</b>	Sur Oeste.
<b>So.</b>	Saturación de aceite.
<b>Sor.</b>	Saturación de aceite residual.
<b>Sw.</b>	Saturación de agua.
<b>TVD.</b>	True Vertical Depth.
<b>Vp.</b>	Volumen poroso.
<b>Vt.</b>	Volumen total de la roca.
<b>z.</b>	Coefficiente de compresibilidad.
<b><math>\alpha</math>.</b>	Coefficiente de expansión térmica.
<b><math>\rho_o</math>.</b>	Densidad del aceite.
<b><math>\rho_g</math>.</b>	Densidad del gas.
<b><math>\mu</math>.</b>	Viscosidad.

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** formaciones geológicas en las cuales se encuentra agua y que son permeables permitiendo así el almacenamiento de agua en espacios subterráneos.

**AFLORAMIENTOS:** área total en la que aparece una unidad litológica particular sea visible o no. El término se aplica especialmente a la delimitación de tal área en un Mapa Geológico.

**AGUA LIBRE:** agua que se separa fácilmente de la emulsión de hidrocarburos por la acción de la gravedad o se refiere al agua presente en el espacio poral, que fluye en condiciones de yacimiento normales.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales que la diferencian de zonas adyacentes.

**ANÁLISIS PVT:** se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico, de tamaño de grano menor a 2 mm, es compacta, sin fisilidad y formada por partículas de arcilla.

**ARENA PETROLÍFERA:** una capa de arena o cuerpo de arena porosa, rellena con petróleo.

**ARENISCAS:** roca sedimentaria de tipo detrítico, que contiene clastos de tamaño que varían entre 0,063 y 2 milímetros, compuesta principalmente por arenas.

**ARENISCAS CUARZOSAS:** roca de textura detrítica con granos de tamaño entre 0,2 mm a 2 mm. Están constituidas por más del 95% de cuarzo, y algunas contienen algo de cemento carbonatado.

**BARRIL DE PETRÓLEO:** medida internacional del petróleo, se utiliza tanto para el petróleo bruto, como para medir los derivados del petróleo. El equivalente de un barril de petróleo se expresa, en galones americanos y corresponde a 42 galones, o aproximadamente 159 litros.

**BASAMENTO:** la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas.

**BASAMENTO CRISTALINO:** se refiere a la identificación de una base estratigráfica ígnea, de edad incierta, a partir de la cual se establece una secuencia estratigráfica con edades aproximadas a las reales, poseedora de fósiles o una litología sedimentaria definida.

**BASCULAMIENTOS:** (en inglés: tilting) inclinación de un bloque geológico, a la manera del movimiento de una báscula o balanza. Junto con el plegamiento, es responsable de la inclinación de los estratos.

**BLOQUE COLGANTE:** bloque que descansa por encima de un plano de falla inclinado.

**BLOQUE YACENTE:** bloque que yace por debajo de un plano de falla inclinado.

**CABALGAMIENTO:** superposición anormal de un conjunto geológico sobre otro motivada por presiones laterales. Los estratos más antiguos son empujados sobre otros más recientes, verificándose el contacto de algunas unidades según un plano más o menos inclinado: el plano de cabalgamiento.

**CAMPO:** es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo.

**CAÑONEOS:** perforaciones realizadas en la tubería de producción de un pozo de aceite o gas que permiten la producción de fluidos proveniente de la formación.

**CARRIER BEDS:** rocas permeables y porosas adyacentes a la roca madre, y a donde se dirige el petróleo al ser expulsado de la roca madre; Permiten la migración secundaria del petróleo hacia los almacenes o hacia la superficie.

**COCINA:** un área del subsuelo en la que las rocas generadoras han alcanzado condiciones adecuadas de presión y temperatura para la generación de hidrocarburos; también conocida como cocina generadora, cocina de petróleo o cocina de gas.

**COEFICIENTE DE PERMEABILIDAD:** coeficiente de permeabilidad es una característica de los suelos granulares arcillosos, específicamente está ligado a la Ley de Darcy que se refiere al flujo de fluidos a través de los suelos.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación utilizada en geología y sus sub campos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

**CUENCA:** zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En ellas se encuentran grandes yacimientos de petróleo.

**DISCORDANTE:** relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones en que se produjo su proceso de erosión o deposición.

**ESCUDO GUAYANÉS:** el Macizo Guayanés está situado al sur del río Orinoco, abarca los estados Bolívar y Amazonas. Se le encuentra en profundidad por debajo de la cobertura sedimentaria que constituye los llanos venezolanos y colombianos y al mismo tiempo se extiende hacia Guayana, Surinam y Brasil.

**ESCUDO:** región continental constituida por rocas formadas en el precámbrico, que no han sido recubiertas por el mar. Los escudos están formados por las rocas más antiguas de la corteza terrestre, granitizadas y metamorfozadas.

**ESPESOR DE CAPA:** tamaño de la capa, medido en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

**ESTADO MECÁNICO:** define la geometría del pozo para cada una de las diferentes fases de perforación, en el que se incluye información de diámetros de tubería utilizada, ángulo de inclinación y herramienta utilizada para completar el pozo.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS:** es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a una determinada presión y temperatura) con el volumen de la misma masa de gas a condiciones de superficie.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO:** se define como el volumen en barriles ocupado por un barril normal de petróleo más su gas en solución en superficie en relación con el mismo volumen a condiciones de yacimiento.

**FALLA:** Es una fractura en el terreno a lo largo de la cual hubo movimiento de uno de los lados respecto del otro.

**FALLA NORMAL:** cuando el bloque colgante o de techo se desplaza hacia abajo respecto al bloque yacente o de muro. El plano de falla es inclinado.

**FALLAS ESCALONADAS:** conjunto de fallas normales de planos paralelos, son llamadas paralelas y escalonadas porque forman la fosa o el promontorio por sectores.

**FALLAS NORMALES ANTITÉTICAS:** una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas. También son llamadas fallas “up-to-the-basin”.

**FELDESPATO:** es un mineral esencial de muchas rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas de tal modo que muchas de estas rocas se clasifican según su contenido de feldespato.

**FRENTE DE CABALGAMIENTO:** a la zona de contacto anormal se la denomina frente de cabalgamiento. En gran escala, estas estructuras dan lugar a los mantos de corrimiento.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** estudio de todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** rama de la geología que estudia la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. También se encarga de estudiar la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

**GLAUCONITA:** mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas, es casi considerada un grupo de minerales.

**GRADIENTE DE PRESIÓN:** el cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresado normalmente en unidades de psi/pie o kPa/m.

**GRAVEDAD API:** medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** es la relación entre la densidad de una sustancia y la densidad de otra sustancia de referencia.

**ÍNDICE DE PRODUCCIÓN:** indican los diferentes mecanismos que de una u otra forma han contribuido individualmente a toda la historia de producción del yacimiento.

**INFRAYACENTE:** yace por debajo de la formación geológica.

**KEROGENO:** sustancia insoluble precursora del petróleo, ya que constituye el 80 al 90 % de la materia orgánica de las rocas pelíticas y carbonáticas organogenias.

**LIMOLITA CARBONOSA:** roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo que varía entre 0,063 mm y 0,004 mm, y tiene un alto contenido de carbonatos.

**LODOLITAS:** roca sedimentaria detrítica, con tamaño de grano de hasta 0,0625 mm constituida por minerales de arcilla.

**LUTITAS:** roca sedimentaria detrítica con tamaño de hasta 0,0039 mm y está compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo.

**MANTOS:** masa tabular de roca ígnea, con frecuencia horizontal, que ha intruido lateralmente entre dos capas antiguas de roca sedimentaria.

**MARCO GEOLÓGICO:** es una breve descripción geología de una locación en la que se realiza una operación. Contiene estratigrafía de la zona, tipos de roca presentes, y datos geológicos relevantes.

**MD:** (Measured Depth), es la medida de longitud de la perforación realizada, más larga que la profundidad real del yacimiento, ya que el pozo es perforado con algún grado de desviación.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora para así poder encontrar u reservorio donde será almacenado.

**MODELO PETROFÍSICO:** proceso o procedimiento utilizado para interpretar datos petrofísicos usualmente de registros adquiridos con herramientas operadas con cable al momento de perforar un pozo.

**MONOCLINAL:** formación de rocas que presenta una disposición inclinada en una sola dirección.

**PERMEABILIDAD ABSOLUTA:** la medición de la permeabilidad, o de la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca.

**PERMEABILIDAD EFECTIVA:** proceso o procedimiento utilizado para interpretar datos petrofísicos (usualmente de registros adquiridos con herramientas operadas con cable).

**PERMEABILIDAD RELATIVA:** relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total.

**PETRÓLEO MUERTO:** petróleo en condiciones de presión suficientemente baja para contener gas disuelto o un petróleo relativamente espeso o residuo que ha perdido sus compuestos volátiles.

**PIEDEMONTE:** nombre técnico usado para indicar el punto donde nace una montaña, así como a la llanura formada al pie de un macizo montañoso por los conos de aluviones.

**POROSIDAD:** porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**POZOS INYECTORES:** pozos que se encargan de inyectar un fluido a la formación para así aumentar el factor de recobro de la misma.

**POZOS PRODUCTORES:** pozos encargados de drenar los fluidos de las formaciones productoras en un yacimiento.

**PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:** es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona del cañoneo, a condiciones de flujo, es decir que el pozo está produciendo y la presión es menor a la presión de yacimiento.

**PRESIÓN ESTÁTICA:** presión medida en un pozo después de que se haya cerrado durante un período de tiempo, usualmente después de 24 o 72 horas. Cuando se descubre un yacimiento, la presión estática es igual a la presión inicial.

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA:** la fuerza por unidad de área producida por una columna de fluido. Es la presión en cualquier punto en una columna de fluido causada por el peso del fluido arriba de ese punto.

**PROPIEDADES PETROFÍSICAS:** propiedades que se refieren al comportamiento del fluido en la roca, tales como la porosidad, la presión capilar, las permeabilidades, las saturaciones irreducibles o las saturaciones.

**RECOBRO:** es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que como último recurso puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

**REVESTIMIENTO:** tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. Se instala para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o aislar formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes.

**ROCA GENERADORA:** una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas.

**ROCA RESERVORIO:** roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella.

**ROCAS METAMÓRFICAS:** rocas que se forman a partir de otras rocas mediante un proceso llamado metamorfismo.

**SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL:** fracción de volumen de poro ocupada por petróleo al final del proceso de desplazamiento del petróleo para el que se utilizó un fluido específico.

**SATURACIÓN DE PETRÓLEO:** la saturación de un medio poroso con respecto a la fase de aceite solamente.

**SATURACIÓN DINÁMICA:** saturación de fluidos en la roca reservorio del yacimiento con variaciones en el tiempo.

**SEDIMENTOS:** presencia de finos y material proveniente de la formación en los

**SELLO:** roca impermeable que evita que el petróleo se desplace fuera de esta o se escapé.

**SIDERITA:** la siderita es un mineral pesado, tiene una composición de carbonato de hierro y un ordenamiento interno hexagonal.

**SINCRONISMO:** sincronía o coincidencia en el tiempo de las diferentes partes de la generación e hidrocarburos.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

**SUBSIDENCIA FLEXURAL:** proceso de hundimiento superficial o de un bloque geológico. En el primer caso, tiene su origen en la pérdida de apoyo vertical. En el segundo caso se debe generalmente a la pérdida de compresión lateral.

**SUBSIDENCIA:** proceso de hundimiento vertical de una cuenca sedimentaria como consecuencia del peso de los sedimentos que se van depositando en ella de una manera progresiva.

**SUB-THRUST:** subcabalgamientos en español.

**SUPRAYACENTE:** yace por encima de una formación geológica.

**SURVEY:** registro de la trayectoria de un pozo perforado, desde superficie hasta el objetivo.

**TECTÓNICA:** estudia los plegamientos, deformaciones y fallas de la corteza terrestre y las fuerzas internas que los originan.

**TOC:** carbono orgánico total (TOC por sus cifras en inglés, total organic carbon) es la cantidad de carbono unido a un compuesto orgánico, la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

**TRAMPA:** estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable.

**TUBERÍA DE PRODUCCIÓN:** tubería encargada de transportar los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

**TVD:** la distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie, es importante para la determinación de las presiones de fondo de pozo, que son causadas en parte por la altura hidrostática del fluido en el pozo.

**VISCOSIDAD:** medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción.

**YUXTAPONER:** para la geología, la yuxtaposición es el modo en que los minerales crecen.

**ZAPATO:** sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar, En el caso de la última sarta, el zapato no se perfora.

## **RESUMEN**

**TÍTULO** EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE PRESIONES E HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO OCELOTE.

El Campo Ocelote se encuentra ubicado en el departamento del Meta en jurisdicción del Municipio de Puerto Gaitán en la Cuenca de los Llanos Orientales. Fue descubierto en el año 2007 con el pozo exploratorio HCL-84, produciendo petróleo proveniente de la parte superior de la Formación Carbonera de la Unidad C7, e inició producción en el año 2009 en la Unidad C5 de la Formación Carbonera con el Pozo HCL-80.

Debido al mecanismo de producción de la Unidad C7 y Unidad C5 de la Formación Carbonera, el acuífero activo presenta invasión a los pozos a través de canalización, por lo cual el valor de BS&W en los pozos del Campo Ocelote tiene un rápido crecimiento, reportando valores de hasta 95%. Este fenómeno altera la distribución de fluidos dentro de la formación, generando variaciones en la predicción del comportamiento de la producción inicial de los pozos nuevos e incertidumbre en las consideraciones técnicas para definir pronósticos de producción de estos pozos.

El presente trabajo, propone evaluar el comportamiento de la saturación de petróleo con base en el análisis de presiones e historia de producción en el Campo Ocelote, teniendo como base los datos de presión suministrados por los sensores de presión de las bombas electrosumergibles que se encuentran en los ochenta y cuatro pozos productores del campo y los datos de caudal producidos en la historia de los pozos, para así poder determinar la distribución de la saturación actual de petróleo en la Formación Carbonera C7 y la Formación Carbonera C5 a partir de un proceso de saturaciones dinámicas.

Para finalizar, se analizan financieramente las ventajas que conlleva para la Compañía HOCOL S.A., tener un control de calidad frente al cálculo de las saturaciones actuales de petróleo del Campo Ocelote.

### **PALABRAS CLAVES**

- Formación Carbonera Unidad C7.
- Formación Carbonera Unidad C5.
- Cuenca Llanos Orientales.
- Acuífero activo.
- Campo Ocelote.
- Saturación de petróleo.

## INTRODUCCIÓN

Para la industria del petróleo y gas, es fundamental desarrollar de una manera adecuada la estrategia de administración de un yacimiento, ya que éste es el reservorio el cual acumula y almacena en el subsuelo el recurso natural que se espera producir. Esta estrategia permite garantizar la generación de un plan de desarrollo y predicciones de tasas de fluidos, para cumplir con los pronósticos de producción de un campo.

El control de calidad en el cálculo de una variable petrofísica, como la saturación actual de petróleo, no solo brinda un buen gerenciamiento del yacimiento, sino que permitirá el desarrollo del campo para así mismo producir efectivamente el reservorio, optimizando ciclos de exploración y producción.

Para el cálculo de dicha variable, la metodología a aplicar, permitirá el aseguramiento de la excelencia operacional a través de la gestión y mejora continua de los procesos, y a su vez permitirá la toma de decisiones a tiempo con el fin de asegurar longevidad en la producción de pozos, que permitan incrementar y/o acelerar la producción, acompañado de la maximización del valor económico del activo, ya que las predicciones futuras de nuevos pozos serán más acertadas, donde los caudales obtenidos mediante la simulación, serán más cercanos a los reales, aumentando la producción de petróleo del campo y así obtener mayores ingresos para una compañía de la industria petrolera.

De esta manera, con el fin de tener un control de calidad, se ha investigado acerca del procedimiento para generar saturaciones dinámicas por pozo, el cual es basa en generar un perfil de saturaciones de fluido con el tiempo, en yacimientos con dos fases libres (petróleo y agua), usando datos de permeabilidad relativa, tasas de producción y presiones.

Tal procedimiento ha obtenido resultados exitosos, teniendo así un muy buen ajuste entre la saturación calculada dinámicamente y la saturación inicial proveniente del análisis petrofísico.

Se espera que, con los resultados obtenidos, se pueda demostrar el beneficio que conlleva el control de calidad de la variable petrofísica mencionada a través de la aplicación este procedimiento.

Por otro lado, se realiza un análisis financiero, que pueda cuantificar las ventajas y la viabilidad de implementar el procedimiento, gracias a la maximización económica que representa el garantizar los valores de la saturación de petróleo actual de cada pozo en un campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el comportamiento de la saturación de petróleo actual con base en el análisis de presiones e historia de producción, aplicada en los pozos productores de la Formación Carbonera C7, del Campo Ocelote.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo Ocelote
2. Analizar las condiciones actuales de producción en los pozos del Campo Ocelote.
3. Analizar el comportamiento de la presión de los pozos del Campo Ocelote, con base en la información proveniente del sistema de levantamiento artificial (ESP) utilizado en los pozos del Campo Ocelote.
4. Generar saturaciones dinámicas en los pozos productores del Campo Ocelote haciendo uso de la relación de permeabilidades relativas
5. Calcular la variación de saturación de petróleo en el tiempo con base en la historia de producción y presiones en los pozos del Campo Ocelote, aplicando el software OFM.
6. Ajustar el modelo de aseguramiento de la compañía con base en el resultado de la evaluación de saturaciones de petróleo del yacimiento.
7. Evaluar, mediante el índice de Valor Presente Neto (VPN) la viabilidad financiera de la implementación del proyecto.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO OCELOTE**

En este capítulo se presenta la historia, la ubicación, el marco geológico y la historia de producción del campo en estudio.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO**

La historia del Campo Ocelote data del año 2006, cuando se firma el Contrato de Exploración y Producción (E&P) Guarrojo entre la Compañía HOCOL S.A y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) sobre un área de 29.450 Hectáreas, el 24 de Febrero de 2006, por un período de exploración de seis años.

El Campo Ocelote fue descubierto en Febrero de 2007, durante la perforación del Pozo HCL-84, produciendo exitosamente de la parte superior de la Formación Carbonera Unidad C7, el cual fue perforado con el fin de drenar dicha formación a 4.817 pies de profundidad.

“El pozo HCL-84 fue el que le dio la comercialidad al Campo Ocelote. La ANH recibe del contratista (HOCOL S.A.) la Declaración de Comercialidad después de la perforación del primer pozo (HCL-84). A partir de esta fecha, el período de explotación tiene una duración de 24 años, sobre la totalidad del área del Bloque Guarrojo (29.450 Ha), como lo indica el Informe de Evaluación de Reservas ANH 2014 de HOCOL S.A”<sup>1</sup>.

En el mes de Marzo del año 2009 inicia la producción exitosa del Pozo HCL-80, con el fin de drenar un nuevo reservorio, la Formación Carbonera Unidad C5 a 4.910 pies. El 24 de Diciembre de 2015, se vence el período de exploración del Campo Ocelote.

Desde el descubrimiento del campo, al mes de Septiembre de 2016, se han perforado 100 pozos en el Campo Ocelote, por la Compañía HOCOL S.A., de los cuales hay actualmente 84 productores activos.

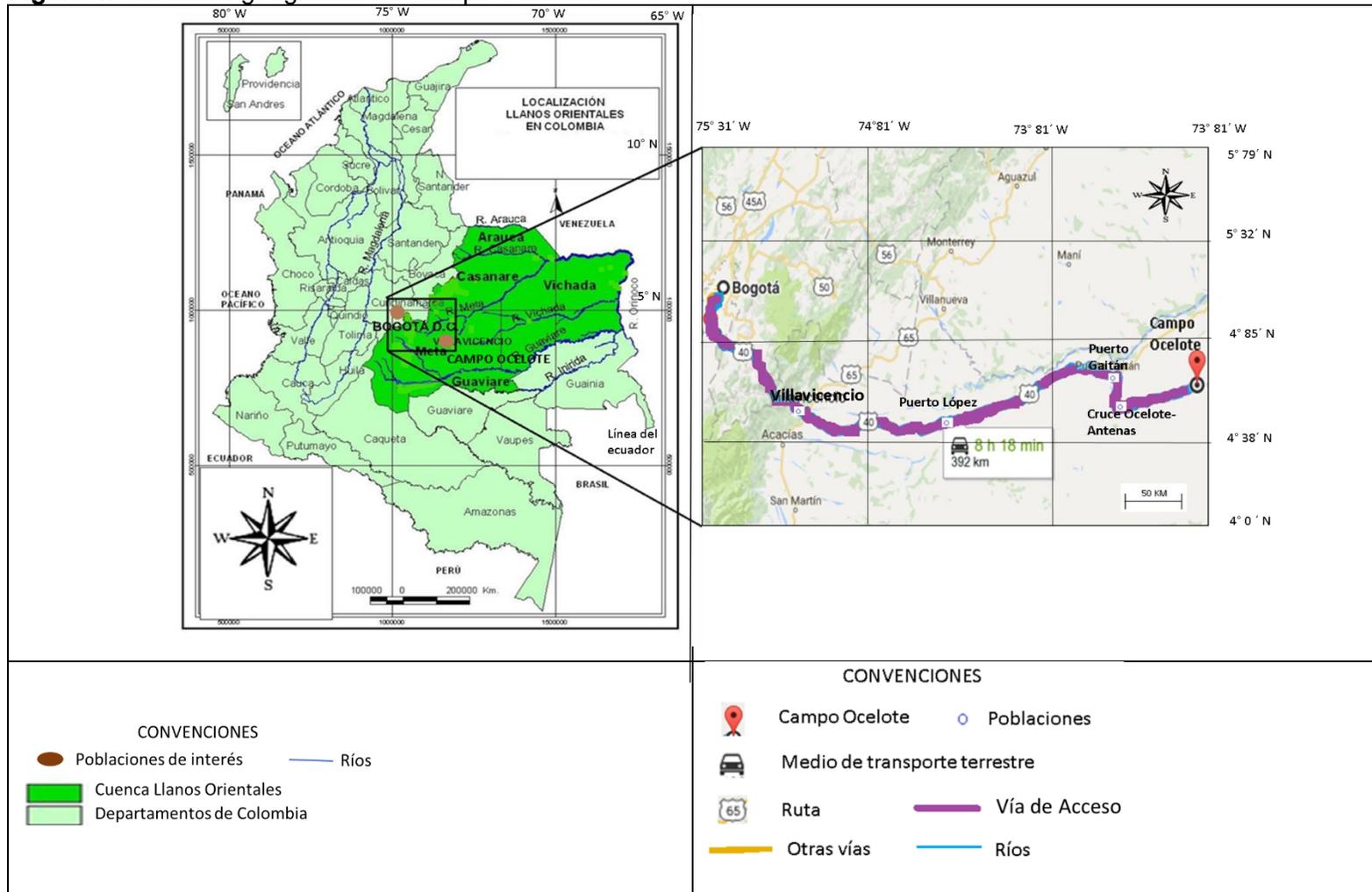
### **1.2 LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN**

El Campo Ocelote se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el área de exploración y producción del Bloque Guarrojo de la Compañía HOCOL S.A., ubicado en el Departamento del Meta y en Jurisdicción del Municipio de Puerto Gaitán, en las veredas Cristalina y Nuevas Fundaciones, con una extensión total de 29.450 Hectáreas (Ha).

---

<sup>1</sup> HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 3.

**Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Ocelote.**



**Fuente:** LOCALIZACIÓN LLANOS ORIENTALES EN COLOMBIA. Mapa de la República de Colombia Latitud y Longitud Disponible en: <https://apuntesdecultura34v.files.wordpress.com/2014/02/mapa.jpg>. GOOGLE MAPS. Ruta de mapa Bogotá D.C. Campo Ocelote Disponible en: <https://www.google.es/maps/>. Modificado por los autores.

Para acceder al Campo Ocelote por vía terrestre, tomando como referencia la ciudad de Bogotá D.C. de la cual dista 392 kilómetros (Km), se toma hacia el Sureste por la autopista sur que conecta las ciudades de Bogotá-Villavicencio (124 Km). Desde Villavicencio, se toma el Este hasta la población de Puerto López, que dista 85 Km de la Capital del Meta. De Puerto López hacia el Noreste se recorren 106 Km hasta llegar a Puerto Gaitán. En dirección Sur desde Puerto Gaitán, a 26 Km se llega al cruce Ocelote-Antenas. Se toma por el Noreste del cruce referenciado, para finalmente acceder al Campo Ocelote el cual dista 51Km. (**Figura 1**).

Por vía aérea, se debe abordar un avión directo desde la ciudad de Bogotá D.C. hacia Villavicencio, y desde este punto se toma la ruta terrestre tal cual como se describió anteriormente.

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

Según lo descrito por HOCOL S.A<sup>2</sup>, geológicamente el Bloque Guarrojo, hace parte de la Cuenca de los Llanos Orientales, situada al este del piedemonte de la Cordillera Oriental. La Cuenca de los Llanos Orientales está limitada al oeste por el frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental, al norte por la Cuenca de Apure y la Cordillera de Mérida en Venezuela, y por diferentes altos del basamento precámbrico del Escudo Guayanés al este y al sur (Alto del Vaupés y la Serranía de la Macarena).

La columna sedimentaria está compuesta por rocas cuyas edades abarcan desde el Paleozoico hasta el Reciente.

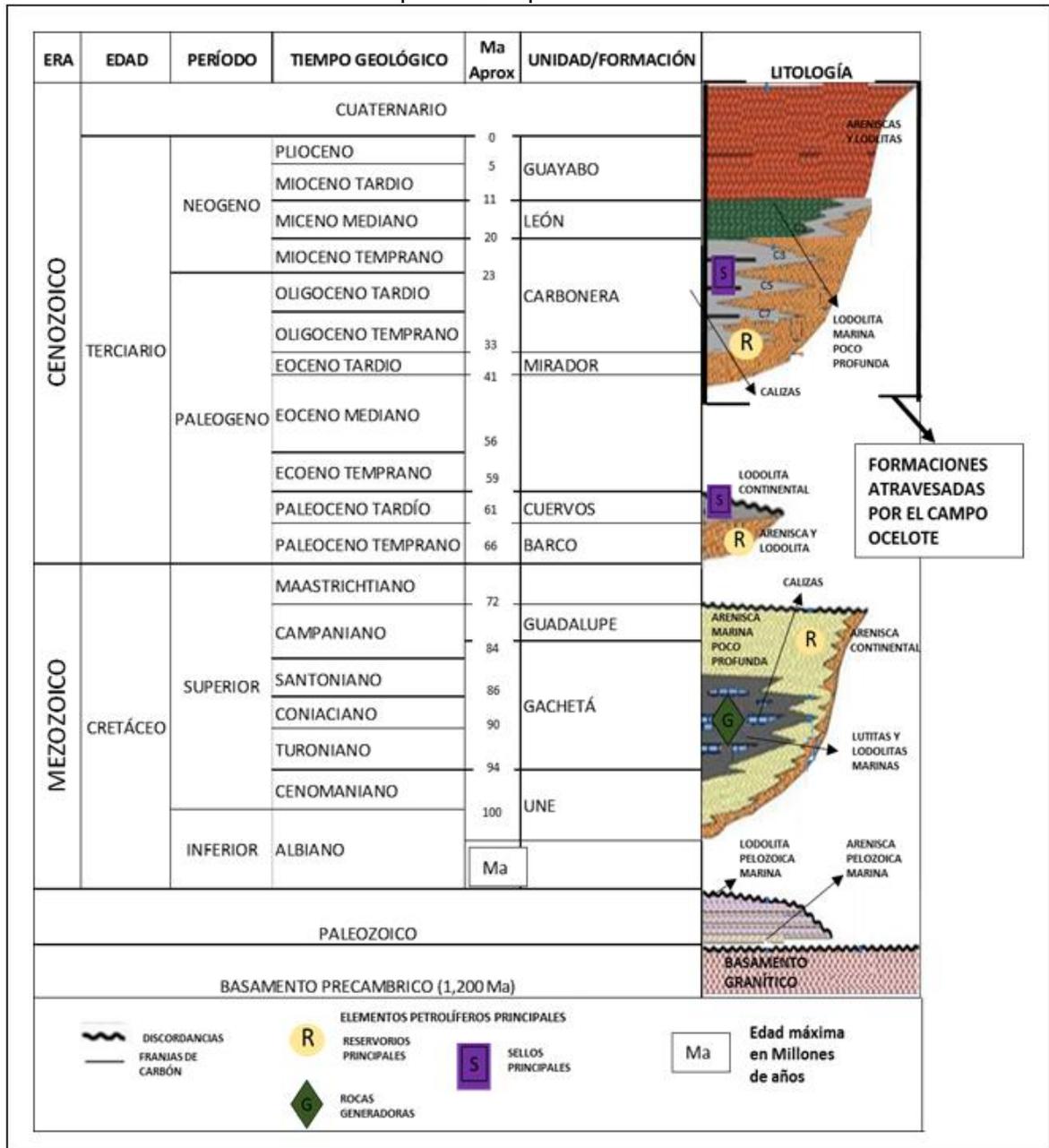
**1.3.1 Columna Estratigráfica.** Estratigráficamente, la Cuenca de los Llanos Orientales está representada principalmente por rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario separadas entre sí por discordancias regionales. En la **Figura 2**, se aprecia la Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, con las formaciones atravesadas por el Campo Ocelote.

Las unidades geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales serán descritas brevemente, relacionadas desde la más antigua hasta la más reciente.

---

<sup>2</sup> Ibíd., p. 5.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, con las formaciones atravesadas por el Campo Ocelote.



**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 5. Modificado por los autores.

Según Julivert<sup>3</sup>, no se tiene información certera acerca de la delimitación entre el basamento precámbrico y el paleozoico, aun así se identifican como terrenos

<sup>3</sup> JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. América Latina, Colombia. Primera Parte. Centre National de la Recherche Scientifique. París.1968. Vol 5. Fascículo 4a.

formados por rocas metamórficas en casi toda su extensión, con una edad mínima de 1.100 a 1.200 millones de años (Ma).

No se conocen fósiles albianos, aunque debe estar presente en la secuencia. La depositación del Cretáceo Superior en el área de la Cuenca de los Llanos Orientales se inició durante el Cenomaniano con una transgresión regional que cubrió las rocas del Paleozoico expuestas en esta región.

Según Porta<sup>4</sup>, la sedimentación terciaria se ve interrumpida a partir del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno, presentando un hiato en todo el Eoceno.

La depositación basal de la Formación Mirador estuvo dominada por depósitos arenosos de planicie aluvial de selva y ambientes lacustres. Según Sarmiento, J.D.<sup>5</sup>, esta formación constituye el principal reservorio en el Campo Jilguero. Sobre la Formación Mirador, se acumularon cuatro ciclos mayores de depósitos de planicie costera inferior, con influencia marina marcada, en la Cuenca de los Llanos Orientales. Estas secuencias corresponden a la denominada Formación Carbonera, Unidades (C8-C1) que se extienden en edad desde aproximadamente 38 Ma a 16.5 Ma (Oligoceno-Mioceno Temprano). En el Mioceno Medio un ascenso global del nivel del mar, se refleja en la depositación de las lodolitas de la Formación León, coincidiendo con la primera deformación y el primer levantamiento importante de la Cordillera Oriental.

La Formación Guayabo descansa en contacto normal con la Formación León, aun así, según Da Porta<sup>6</sup>, la parte superior de la formación no está determinada, por lo que el límite Mioceno-Plioceno tampoco queda muy claro, debido a que los datos paleontológicos son pocos. Según Germeraad et.al<sup>7</sup>, la base del Cuaternario se situaría dentro de arcillas.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación se realiza una breve descripción geológica de la Cuenca de los Llanos Orientales haciendo énfasis en las formaciones del campo atravesadas por los pozos del Bloque Guarrojo, relacionadas desde la más antigua hasta la más reciente, describiendo su edad, composición sedimentológica, espesor, ambiente de depositación, entre otras.

---

<sup>4</sup> DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. América Latina. Colombia. Décima parte. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris. 1974. Vol 5. Fascículo 4b.

<sup>5</sup> SARMIENTO, J.C. Petroleum Geology of Colombia. Colombia. 2011. p. 49.

<sup>6</sup> DE PORTA, J. Op cit.

<sup>7</sup> GERMERAAD, JH; HOPPING, CA & MULLER, J. Palynology of Tertiary sediments from tropical areas. Review of Palaeobotany and Palynology 6. 1968.

**1.3.2.1 Basamento Precámbrico.** Cediél, et al<sup>8</sup>, le asignaron una edad de Precámbrico Tardío. Litológicamente comprende rocas graníticas y metamórficas de alto grado del Escudo Guayanés y algunas rocas sedimentarias y meta-sedimentarias asociadas. De estas unidades solamente se dispone de información de afloramientos y de escasas perforaciones, que está limitada por la perforación de algunos pozos que alcanzaron a perforar rocas graníticas por debajo del paleozoico, identificando algas y otros organismos. El basamento Precámbrico se encuentra en contacto discordante con la secuencia sedimentaria Paleozoica, que le suprayace.

**1.3.2.2 Paleozoico.** Constituye el basamento económico de la cuenca. Según Pérez y Bolívar<sup>9</sup>, la secuencia paleozoica, inició su depositación a finales del Cámbrico o comienzos del Ordovícico, con una transgresión marina. La secuencia paleozoica más completa de Paleozoico Inferior se encuentra a un espesor de 1.350 pies. El espesor de esta secuencia paleozoica aumenta más de 6.000 pies en el centro, sur y pie del frente de la Cordillera Oriental, y más de 15.000 pies al norte, en el graben de Arauca. La secuencia Paleozoica se encuentra en contacto discordante con el Basamento Precámbrico, que le infrayace y de igual manera con la Formación Une, que le suprayace.

**1.3.2.3 Cretáceo.** En esta secuencia hay presencia únicamente del Cretácico Superior, representado por la Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, del Cenomaniano hasta Campaniano.

- **Formación Une.** Según Burgl<sup>10</sup>, data de las edades Albiense a Cenomaniano. Está litológicamente conformada de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas.

La Formación Une tiene un espesor promedio estimado de 210 pies. Su espesor en el área del Meta es de 50 a 350 pies. Su ambiente de depositación es marino. La formación Une se encuentra en contacto discordante con el período Paleozoico, que le infrayace y de igual manera con la Formación Gachetá que la suprayace.

- **Formación Gachetá.** Data de las edades Cenomaniano a Santoniano. Está litológicamente conformada por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con un desarrollo mínimo de areniscas, con contenido variable de glauconita, con niveles pequeños calcáreos. Según como lo indica Cooper et

---

<sup>8</sup> CEDIÉL, F; SHAW, R.P & CÁCERES. Tectonic assembly of the Northern Andean Block. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics.2003. p. 848.

<sup>9</sup> PEREZ, V.E & BOLIVAR, A.L. Cuenca de los Llanos Orientales, exploración petrolera en la subcuenca Apia-Ariairi. Publicaciones II Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las cuencas subandinas. 1985. Volumen I.

<sup>10</sup> BÜRGL, H. Historia Geológica de Colombia. Academia Colombiana de Ciencias y del Instituto de Ciencias de la Universidad Nacional de Colombia. Bogotá D.C. 1961.

al<sup>11</sup>. Su espesor varía entre los 2.000 y 6.000 pies. Su ambiente de depositación se dio en un medio anóxico tipo marino. La formación Gachetá se encuentra en contacto concordante con la Formación Une, que le infrayace y de igual manera con la Formación Guadalupe que la suprayace.

- **Formación Guadalupe.** Según Cooper el al<sup>12</sup>, data de la edad Campaniano. Está litológicamente conformada por una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, con pequeñas capas de carbón. Su espesor varía entre 400 y 800 pies. Su ambiente de depositación es transicional Marino-Continental. La formación Guadalupe se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá, que le infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco, que la suprayace.

**1.3.2.4 Cenozoico.** El Cenozoico en la Cuenca de los Llanos Orientales está constituido por rocas del Terciario y Cuaternario.

- **Formación Barco.** Data de la edad Paleoceno temprano. La Formación Barco está litológicamente conformada de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso con intercalaciones delgadas de lutitas, con un espesor aproximado de 240 pies. Su ambiente de depositación es continental-transicional. La formación Barco se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe, que le infrayace y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos, que la suprayace.
- **Formación Los Cuervos.** Data de la edad Paleoceno tardío. La Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano fino a medio, con un espesor aproximado entre 350 y 550 pies. Su ambiente de depositación es continental-transicional.

La Formación Los Cuervos se encuentra en contacto concordante con la Formación Barco, que le infrayace y en contacto discordante con la Formación Mirador, que la suprayace.

- **Formación Mirador.** Data de la edad Eoceno Tardío. De acuerdo a los estudios como el de Bayona et.al<sup>13</sup>, está litológicamente conformada por un conjunto de areniscas masivas con granulometrías variables, granodécendentes de base a techo, compuestas por cuarzo, feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita. El valor máximo de espesor de esta

---

<sup>11</sup> COOPER, M. A. *Et Al.* Basin Development and Tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. Boletín de la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo. AAPG Boletín. 1995. Volumen 79. Número 10 p. 1421.

<sup>12</sup> Ibid., p. 1443.

<sup>13</sup> BAYONA, G; JARAMILLO, C & REYES, A. Resultados Paleomagnéticos en unidades del Paleógeno de Colombia y este de Venezuela, y posibles usos para la caracterización de contactos discordantes. Geología Colombiana. Bogotá D.C. 2006. p. 72.

formación alcanza los 950 pies, con un espesor promedio de 550 pies. Su ambiente de depositación es continental-transicional. La formación Mirador se encuentra en contacto discordante con la Formación Los Cuervos, que le infrayace y en contacto concordante con la Formación Carbonera, que la suprayace.

- **Formación Carbonera.** Data de las edades Oligoceno a Mioceno Temprano. Está dividida en varias unidades de acuerdo a las intercalaciones arenosas y lodolíticas que presenta. De acuerdo al ICP/ECOPETROL<sup>14</sup>, estas unidades han sido denominadas de base a tope C10 a C1. Se determinó que en la zona de la Cuenca de los Llanos Orientales solo aparecen los miembros del C1 al C7, ya que C10 y C9 se encuentran al oeste y C8 desaparece hacia el noreste. Las unidades pares son consideradas sellos debido a su mezcla de lodolitas, y las unidades impares se identifican como reservorios por su alto contenido de areniscas.
- **Carbonera Unidad C7.** Según Notestein<sup>15</sup> pertenece a la edad del Eoceno Superior, está conformado por una secuencia de capas de areniscas con pequeñas intercalaciones de arcillolitas y lutitas y delgados mantos de carbón hacia la base. Su espesor es aproximadamente de 450 pies. Esta formación es de origen fluvial y su ambiente de depositación es deltaico.

La Formación Carbonera C7 se encuentra en contacto concordante con la Formación Mirador, que le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C6, que la suprayace.

- **Carbonera Unidad C6.** De edad Eoceno – Oligoceno. Está constituida básicamente por una secuencia formada por arcillolitas y lutitas y en menor cantidad de areniscas y limolitas según Washburne<sup>16</sup>. La arcillolita es de color gris claro, verde claro, gris verdoso claro, localmente laminada, y ocasionalmente limosa. El espesor de esta unidad es de aproximadamente 215 pies y su ambiente de depositación es costero. La formación Carbonera C6 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C7, que le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C5, que la suprayace.
- **Carbonera Unidad C5.** Perteneciente a la edad de Oligoceno. Esta unidad se caracteriza por la alternancia de areniscas, areniscas con arcillolitas, limolitas y lutitas donde predominan estas últimas. Tiene aproximadamente 450 pies de espesor y su ambiente de depositación es continental. La formación Carbonera C5 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C6, que

---

<sup>14</sup> FAJARDO, A. *Et Al.* Evaluación Regional Meta, Ecopetrol. ICP. Informe Interno.2006.

<sup>15</sup> NOTESTEIN, F.B; HUBACH, C.W & BOWLER J.W. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Bull Geol. Soc. Amer. Vol. 55. p. 1196.

<sup>16</sup> WASHBURNE, K.D. Oil Possibilities of Colombia. Pittsburg: 1923. p. 120.

le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C4, que la suprayace.

- **Carbonera Unidad C4.** De la edad del Oligoceno. Está conformada por una secuencia de areniscas relativamente delgadas de color gris a gris verdoso. Tiene un espesor aproximado de 400 pies y su ambiente de deposición es de planicie costera. La formación Carbonera C4 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C5, que le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C3, que la suprayace.
- **Carbonera Unidad C3.** De edad del Oligoceno. Según Wheeler<sup>17</sup>, está constituida principalmente por limolitas y delgadas intercalaciones de arenisca cuarzosa, de regular a buena selección. Localmente se observaron delgados mantos de carbón en la parte media superior y trazas de siderita. El espesor de la unidad es de aproximadamente 300 pies y su ambiente de deposición es de origen fluvial. La formación Carbonera C3 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C4, que le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C2, que la suprayace.
- **Carbonera Unidad C2.** Según Hubman<sup>18</sup>, a la formación se le asigna la edad de Oligoceno, compuesta principalmente por lutitas grises y pequeñas cantidades de limolitas presentan una consolidación de moderada a leve, en su mayoría no son hinchables, y poco solubles. Tiene aproximadamente 250 pies de espesor y su ambiente de deposición es de origen continental. La Formación Carbonera C2 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C3, que le infrayace y de igual manera con la Formación Carbonera C1, que la suprayace.
- **Carbonera Unidad C1.** Pertenece a la edad Oligoceno. Es el miembro superior de la Formación Carbonera. El tope de esta unidad se caracteriza por la aparición de areniscas luego de una secuencia de lutitas. Este intervalo está dado por una secuencia de areniscas de grano fino a medio. Según Notestein<sup>19</sup>, las areniscas pueden tener espesores de hasta 70 pies, y son fácilmente correlacionables entre pozos aunque su espesor varía considerablemente con la distancia. Su espesor es de 485 pies y el ambiente de deposición de esta unidad es de origen fluvial. La formación Carbonera C1 se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C2, que le infrayace y de igual manera con la Formación León, que la suprayace.

---

<sup>17</sup> WHEELER, O.C. Tertiary Stratigraphy. Philadelphia. 1935. p. 37.

<sup>18</sup> HUBMAN C.W. Stratigraphy and Petrology. New York. 1970. p. 131.

<sup>19</sup> NOTESTEIN F. B. Op., Cit., p.1196.

- **Formación León.** Data de las edades Mioceno temprano a Mioceno medio. Según Bayona et. al<sup>20</sup>, está litológicamente conformada por lodolitas grises verdosas. El valor máximo de espesor de esta formación alcanza los 2.500 pies. Representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca, con ambiente de depositación marino. La formación León se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera C1, que le infrayace y en contacto discordante con la Formación Guayabo, que la suprayace.
- **Formación Guayabo.** Data de las edades Mioceno Medio al Cuaternario. Litológicamente corresponde a una secuencia de gravas y areniscas, con intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. Su espesor varía de 2.000 a 8.000 pies. Su ambiente de depositación es de origen continental. La formación Guayabo se encuentra en contacto discordante con la Formación León, que le infrayace y en contacto concordante con el período Cuaternario, que la suprayace.

**1.3.3 Geología Estructural.** En la configuración tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales, se observa hacia el oeste el cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental, mientras que hacia el este el basamento cristalino del Escudo de la Guayana el cual se someriza gradualmente. El levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental al oeste, ha causado la subsidencia flexural que ha permitido y controlado la sedimentación en la cuenca durante el Terciario.

El área de interés (Campo Ocelote), se encuentra alejada de la Cordillera y debido a esto, la influencia de los esfuerzos compresivos es casi nula, evidenciándose una tectónica distensiva donde predominan fallas normales antitéticas (llamadas “up-to-the-basin”), con alguna influencia de movimientos de rumbo en algunos sectores.

El buzamiento regional es en dirección noroeste (NO). Las estructuras tienen una orientación general sudoeste-noreste y los lineamientos perpendiculares corresponden a fallas de transferencia o zonas de acomodación como se muestra en la **Figura 3**. Son comunes las fallas escalonadas, formando rampas de relevo en el Campo Ocelote.

HOCOL S.A.<sup>21</sup>, afirma que la información sísmica muestra la influencia de la tectónica del basamento en la estructura y deformación de las unidades Meso y Cenozoicas. En algunas líneas sísmicas se identifican planos de falla lístricos dentro del basamento cristalino, los cuales se verticalizan al entrar al Paleozoico, Cretácico y Terciario. Muchas de estas fallas que se originan en el basamento han

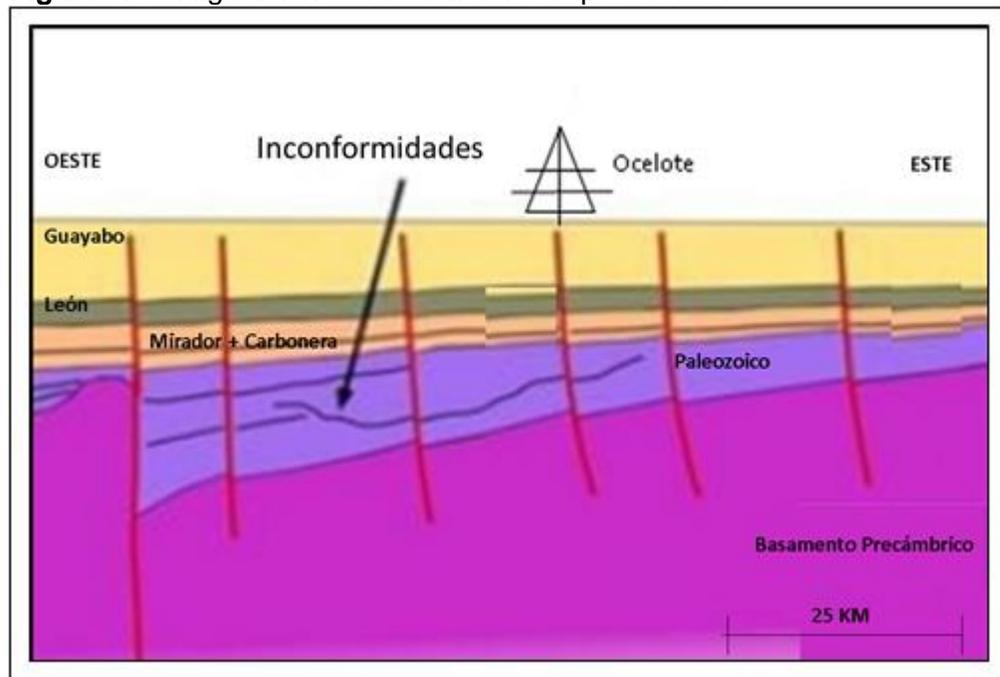
---

<sup>20</sup> BAYONA, G. Op., Cit., p.72.

<sup>21</sup> HOCOL S.A. Informe Técnico Anual. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. p. 6.

dato lugar a acumulaciones en campos, Guarilaque y Caño Duya, en los que el petróleo se ha acumulado en el bloque yacente de la falla normal. La actividad de la mayoría de estas fallas ha ocurrido desde el Mioceno hasta el presente y corresponde principalmente a reactivación de fallas del basamento. Aunque las acumulaciones de hidrocarburos en el área ocurren en trampas estructurales, el factor estratigráfico ejerce un importante control y cobra mayor importancia hacia el este debido al traslape de las diferentes unidades arenosas contra el basamento, según HOCOL S.A.<sup>22</sup>.

**Figura 3.** Configuración estructural del Campo Ocelote.



**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 7. Modificado por los autores.

La estructura del Campo Ocelote, obedece a un estilo estructural desarrollando un monoclinallado en dirección de rumbo NE-SO asociado al bloque yacente de una falla normal antitética con buzamiento hacia el este, denominada Falla de Guarrojo, que pone en contacto los intervalos petrolíferos con capas de lutitas. En dirección oeste, el cierre de la estructura está controlado por la intersección entre el buzamiento regional del bloque yacente y el contacto agua-petróleo.

<sup>22</sup> Ibid., p. 6.

**1.3.4 Geología del petróleo.** A continuación, se describen los principales elementos y procesos de los sistemas petrolíferos en el área del Bloque Guarrojo, con base en el Informe Técnico anual del Campo Ocelote 2014 de HOCOL S.A.<sup>23</sup>

**1.3.4.1 Roca Generadora.** La roca generadora es principalmente la Formación Gachetá y la cocina se encuentra en el “sub-thrust” del frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental.

La presencia de numerosos campos productores en la cuenca indica que los procesos de generación y carga han sido efectivos.

Esta roca posee un kerógeno tipo II y III (50% marino y 50% continental respectivamente), rangos de carbón orgánico total (TOC) entre 0,32 y 3,58%, un espesor efectivo de 100 a 350 pies y un potencial de generación de 33 – 650 miligramos de hidrocarburos por gramos de TOC (mg HC/ g TOC).

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** El principal reservorio corresponde a areniscas fluvioestuarinas de la Unidad C7 de la Formación Carbonera, productora en el campo Ocelote del Bloque Guarrojo y en los campos Caño Duya, Sardinias-Guarilaque entre otros. Los reservorios secundarios corresponde a areniscas marinas, estuarinas y fluviales del Coniaciano a Campaniano (Formación Guadalupe, productora en los campos Tigrillo y Cormorán al SO) y areniscas fluvioestuarinas (Unidad C5 de la Formación Carbonera, productora en el Bloque Cabiona).

**1.3.4.3 Sello.** Las rocas corresponden principalmente a la Unidad C6, predominantemente lodolítica y que presenta un espesor muy notorio en el campo Caño Duya, ubicado hacia el Norte. Esta unidad actúa tanto como sello lateral como vertical de la Unidad C7. Otras unidades sello son las lodolitas de la Unidad C4 y otras unidades impermeables dentro de la Formación Carbonera.

**1.3.4.4 Trampa.** Las trampas en los yacimientos conocidos son principalmente monoclinales fallados asociados a fallas normales antitéticas (buzando al SE). Estas fallas normales tienen una orientación principal de SO-NE y aunque pueden presentar un salto muy reducido, pueden yuxtaponer a las arenitas reservorio (C7) en el bloque yacente (o levantado) contra lodolitas impermeables (C6) en el bloque colgante (o hundido). El entrampamiento en esta área de la cuenca tiene influencia de la configuración estratigráfica de los reservorios. La interpretación sísmica y posterior perforación de pozos permitió constatar la existencia de una acumulación de hidrocarburos dentro del Bloque Guarrojo llamada Campo Ocelote. La estructura Ocelote fue inicialmente interpretada como un monoclin al asociado a dos fallas normales antitéticas que parecían estar formando una rampa

---

<sup>23</sup> Ibid., p. 10.

de relevo. Sin embargo, la sísmica 3D mostró que se trata de una sola falla normal antitética que presenta una curvatura notoria a lo largo de su rumbo. Hacia el SO esta falla presenta una zona de relevo la cual separa la zona del campo de una zona llamada Guarrojo SO.

**1.3.4.5 Migración.** Teniendo en cuenta la distancia a la que se encuentra el Bloque Guarrojo del área de la cocina y la presencia de campos productores en el bloque y sus alrededores, ha habido una migración de larga distancia hacia los bordes de la cuenca a lo largo de distintas “carrier beds” (arenitas de las Formaciones Une, Guadalupe, Mirador y Carbonera C7).

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A continuación, en la **Gráfica 1**, se muestra el histórico de producción del Campo Ocelote a Diciembre de 2015, junto con el pronóstico de las reservas probadas en producción a 2028, en donde se evidencia que desde el descubrimiento del campo, la tasa producción ha aumentado considerablemente hasta el año 2011.

Del año 2011 al año 2015 hay un valor de producción constante, pronosticándose una caída significativa de la tasa.

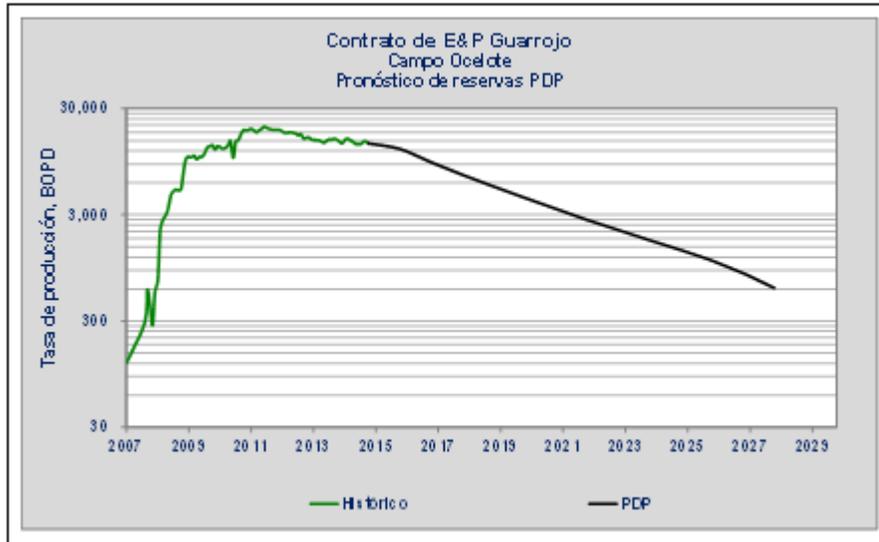
Según el Informe de Evaluación de Reservas ANH 2014 de HOCOL S.A.<sup>24</sup>, durante la perforación del Pozo HCL-84 en Febrero de 2007, se produjo petróleo de 23,6° API en la parte superior de la Formación Carbonera Unidad C7. En una prueba extensa de tres meses, el Pozo HCL-84 produjo a una tasa de 600 a 1.000 barriles de petróleo por día (bppd) de 24° API de la Formación Carbonera C7, con una producción de agua de 36 barriles por día (bapd). En el año 2009, inicia la producción de la Formación Carbonera C5, probado con el Pozo HCL-80, crudo de 27 °API con un rango de 900 bppd, sin producción de agua inicialmente.

El acumulado de producción para el campo Ocelote a 31 de Diciembre de 2015 es de 34.625 MBbl de petróleo en las dos Formaciones Carbonera C5 y C7. Debido a los altos porcentajes de BS&W, la producción acumulada de agua incrementa significativamente, obteniendo así un acumulado de producción aproximadamente de 160 MBbbs de agua en el Campo Ocelote. (**Gráfica 2**).

---

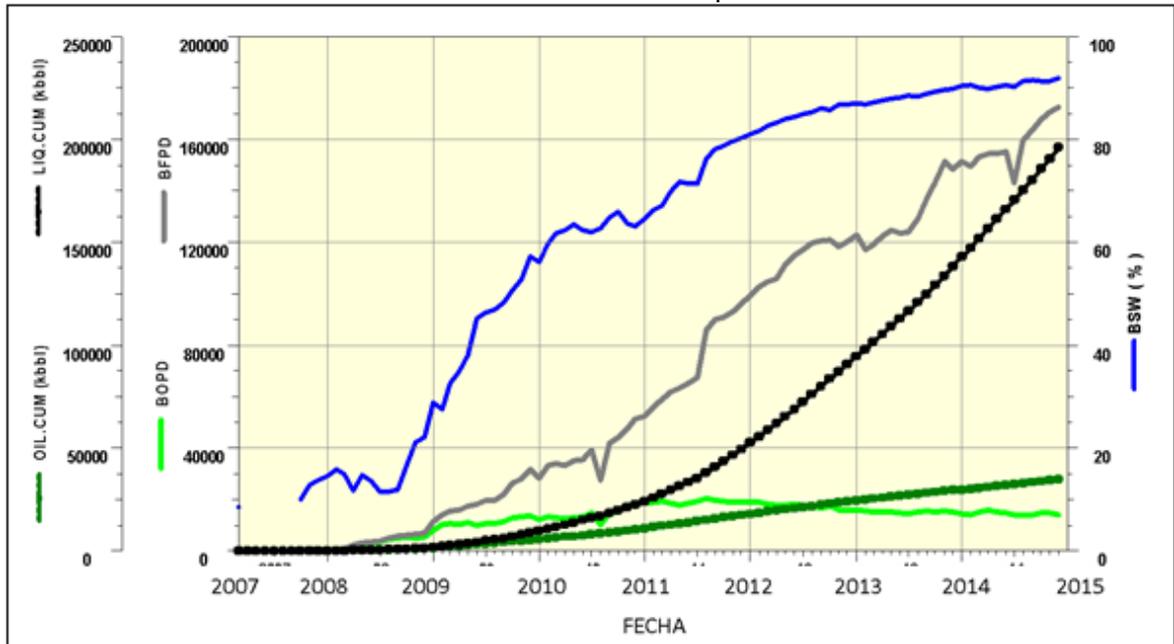
<sup>24</sup> GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Informe de Recursos y Reservas. Op., Cit., p.20.

**Gráfica 1.** Producción histórica y pronóstico reservas PDP Campo Ocelote.



**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 5. Modificado por los autores.

**Gráfica 2.** Producción acumulada de fluidos en el Campo Ocelote



**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 5. Modificado por los autores.

**1.4.1 Definición del yacimiento.** A continuación, se presentan en el **Cuadro 1** las propiedades de las formaciones productoras C5 y C7 de la Formación Carbonera.

El yacimiento C7 es del tipo subsaturado, con presión original se encuentra por encima de la presión de burbuja (167 psi), todo el gas está disuelto en el aceite y por consiguiente no hay capa de gas original (el campo actualmente no produce gas, razón por la cual las reservas de gas son cero).

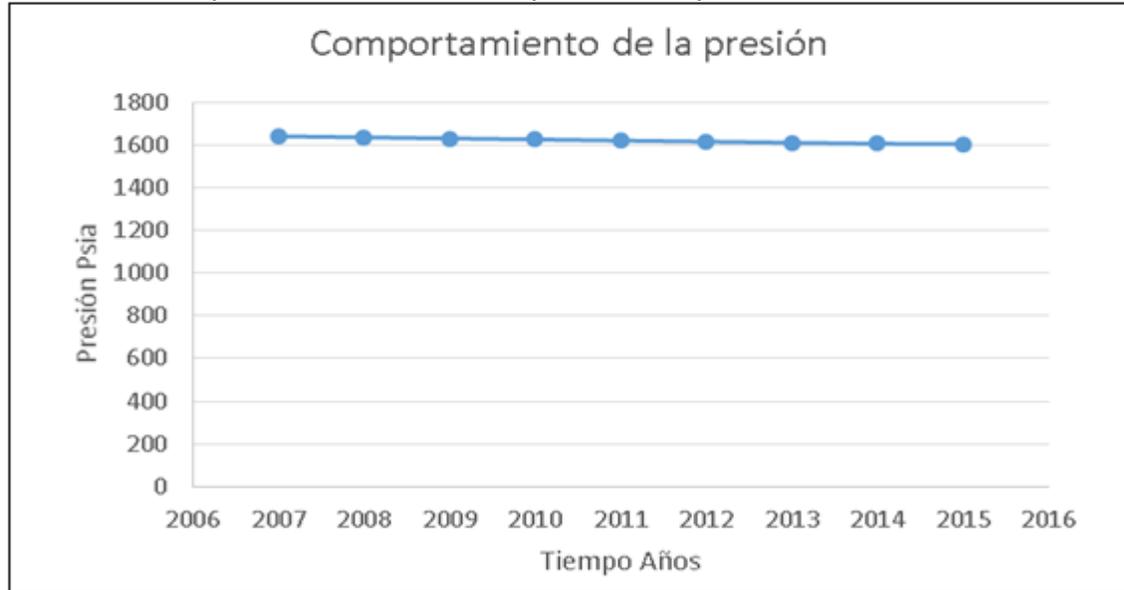
El mecanismo de producción para la Formación Carbonera C7 es empuje por acuífero activo, donde la presión de yacimiento se mantiene en el valor original (de 1.640 psi en enero 2008 a 1.603 psi Diciembre de 2015). Como se evidencia en la **Gráfica 3**.

**Cuadro 1.** Propiedades formaciones productoras Carbonera C7 y Carbonera C5.

Parámetro		
<b>Formación Productora :</b>	Carbonera C7	Carbonera C-5
<b>Gravedad Aceite:</b>	23 ° API	26,5° API
<b>Mecanismo de Producción:</b>	Acuífero Activo	Acuífero Activo
<b>Presión / Temperatura de Reservorio:</b>	1.640 psi / 165 °F @ 3.418' (TVDss)	1.530 psi / 147 °F @ 3.165 ft TVDSS
<b>Porosidad Promedio:</b>	0,23 - 0,25	0,26
<b>Permeabilidad Promedio:</b>	800 – 5.000 mD	1.500 Md
<b>Índice de Productividad:</b>	1,0 – 4 Bppd/ psi	1,8 Bfpd/psi y 1,2 Bppd/psi
<b>Salinidad del Agua:</b>	100 - 500 ppm Cl <sup>-</sup>	100 – 150 ppm Cl <sup>-</sup>
<b>Pb (Psig) / Rs (scf/stb):</b>	167 / 20	89 / 10
<b>Bo @ Pi (rb/stb):</b>	1,032	1,041
<b>Campos Análogos:</b>	Sardinas/Guarilaque/Elisita	Sardinas/Guarilaque/Elisita

**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 60. Modificado por los autores.

**Gráfica 3.** Comportamiento histórico de presión Campo Ocelote.



**1.4.2 Propiedades de los fluidos.** Las características de los fluidos de la Formación Carbonera C7 y de la Formación Carbonera C5 se presentan en el **Cuadro 2**.

**Cuadro 2.** Características de los fluidos presentes en las Unidades C7 y C5.

Parámetro	C7	C5
Gravedad del Aceite, °API	23	26,5
Presión inicial (Psi)	1.640	1.530
Presión de burbuja (Psig)	167	89
Viscosidad (Cp).	9,45	6,8
Bo (Rb/Stb)	1,032	1,041

Fuente: HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 60. Modificado por los autores.

**1.4.3 Número de pozos.** Durante la explotación y producción del Campo Ocelote se han perforado un total de 100 pozos de los cuales actualmente se encuentran 84 productores en operación y un inyector activo. Son productores de la Formación Carbonera C7 y Carbonera C5, como se mencionó previamente. La **Tabla 1**, muestra el estado actual de los pozos del Campo en mención.

**Tabla 1.** Número de pozos Campo Ocelote.

Estado	Número de pozos
Productores Activos	84
Inyectores Activos	1
Cerrados Temporalmente	15
<b>Total Pozos Perforados</b>	<b>100</b>

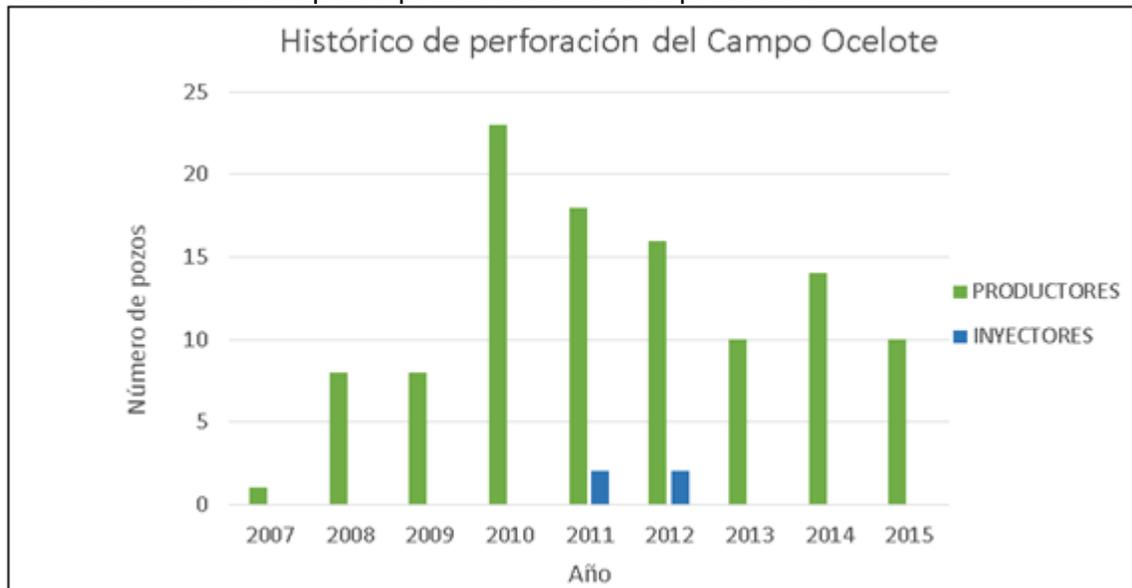
## 2. CONDICIONES DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE

En este capítulo se describen las condiciones actuales de los pozos productores localizados en el Campo Ocelote.

### 2.1 HISTÓRICO DE PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO

En la historia del Campo Ocelote, se han perforado y completado 100 pozos de los cuales 84 pozos son los encargados de drenar las Formaciones Carbonera C5 y C7. La **Gráfica 4**, resume el histórico de perforación de pozos productores e inyectores a Diciembre de 2015 en el Campo Ocelote.

**Gráfica 4.** Histórico de pozos perforados en el Campo Ocelote.



Los principales aspectos de la historia de producción del Campo Ocelote son descritos a continuación:

- La actividad de perforación inicio en el año 2007, con el pozo Ocelote-1.
- Para el año 2008 se perforaron ocho pozos cuyo objetivo fue drenar la Formación Carbonera C7, estos pozos fueron de tipo vertical, desviado y horizontal.
- En el año 2009, se perforaron cuatro pozos desviados y uno horizontal, y ese mismo año se perforaron los primeros pozos con el objetivo de drenar la Formación Carbonera C5, para el final de ese año se perforaron en total 8 pozos.

- Para el año 2010 se perforaron 23 pozos entre horizontales y desviados.
- En la campaña de perforación del año 2011 se perforaron 18 pozos, de los cuales 16 son productores, entre esos 13 pozos drenan la formación Carbonera C7 y los otros tres drenan la Formación Carbonera C5, los dos pozos restantes fueron diseñados como inyectores de agua para disposición.
- Para la campaña del año 2012, se perforaron 16 pozos, de los cuales 2 son inyectores y 14 productores (cuatro de estos pozos horizontales, ocho pozos desviados y dos verticales), de estos pozos, dos se completaron dualmente con el objetivo de drenar la Formación Carbonera C5 y Carbonera C7.
- En 2013, se perforaron 10 pozos productores (dos horizontales y ocho desviados)
- En la campaña del año 2014, se perforaron 14 pozos productores entre estos nueve desviados y cinco horizontales, en este año no se perforaron pozos para disposición de agua.
- Durante el año 2015 se perforaron y completaron 10 pozos a nivel de la Formación Carbonera C7, de los cuales nueve pozos siguen una trayectoria horizontal y un pozo desviado.

## **2.2 CONDICIONES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE**

Las propiedades petrofísicas que se describen en este capítulo, son de gran importancia para la evaluación de la saturación de petróleo actual en el Campo Ocelote ya que son los principios básicos para desarrollar la metodología propuesta en el proyecto.

**2.2.1 Clasificación de pozos.** HOCOL S.A<sup>25</sup>, clasifica los pozos productores en el Campo Ocelote según ángulo de desviación, sea vertical, horizontal, desviado o altamente desviado, como se muestra en la **Tabla 2**.

---

<sup>25</sup> Ibid., p. 25.

**Tabla 2.** Clasificación de los pozos según ángulo de desviación.

Ángulo	Tipo de pozo
0	Vertical
30	Desviado
45	Altamente desviado
70	Horizontal

**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 61. Modificado por los autores.

Las condiciones de los pozos productores del campo son descritas, para cada formación (C5 y C7), incluyendo algunas de sus propiedades petrofísicas, las cuales son descritas a continuación.

**2.2.2 Principios básicos de propiedades petrofísicas.** Según Amyx<sup>26</sup>, J.W. et al., la porosidad es una de las propiedades petrofísicas de mayor importancia, y es definida como la medida del espacio disponible de almacenamiento de hidrocarburos en una roca. A la vez, Escobar<sup>27</sup>, define la porosidad como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca expresado en la **Ecuación 1**.

**Ecuación 1.** Porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

**Fuente:** ESCOBAR. Humberto. Fundamentos De Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana. 2000. p. 48.

- Donde  $V_p$  es el volumen poroso y  $V_t$  el volumen total de la roca.

La totalidad del espacio poroso disponible en una roca no necesariamente permite el flujo de fluidos, es por esto que dependiendo de la interconexión del volumen poroso, la porosidad se puede clasificar de diferentes maneras, ya sea absoluta, efectiva o no efectiva.

Para Escobar<sup>28</sup>, la porosidad absoluta es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca, esté o no interconectado.

<sup>26</sup> Amyx, J.W; Bass Jr D.M & Whiting, R. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. Estados Unidos de América: McGraw-Hill Book Company. 1960. p. 37.

<sup>27</sup> ESCOBAR, Humberto. Fundamentos De Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana 200. p.. 48.

<sup>28</sup> Ibid., p. 48.

La porosidad efectiva considera los espacios interconectados que permita el flujo de fluidos, y finalmente la porosidad no efectiva se refiere a la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

Otra propiedad significativa de las rocas, es la permeabilidad, definida como la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos, tal como lo menciona Escobar<sup>29</sup>, determinada por la ecuación que define la “Ley de Darcy”, en donde se establece que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo, donde el fluido se adhiere a los poros de la roca y satura 100% el medio, con un flujo homogéneo y laminar (**Ecuación 2**).

**Ecuación 2.** Caudal que atraviesa un medio poroso.

$$Q = \frac{k * \Delta P * A}{\mu * L}$$

**Fuente:** ESCOBAR, Humberto.  
Fundamentos De Ingeniería de Yacimientos.  
Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana.  
2000. p. 48.

Donde Q es el caudal,  $\Delta P$  el cambio de presión, A el área,  $\mu$  la viscosidad, L la longitud y k una constante de permeabilidad.

Estas dos propiedades mencionadas anteriormente (porosidad y permeabilidad), son las principales que debe poseer todo yacimiento, ya que en una formación la permeabilidad no existe si no hay porosidad.

Finalmente para identificar el tipo de fluido producido por cada pozo, se tiene en cuenta la gravedad API o grados API, desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API), que está relacionada con la gravedad específica del aceite, como se evidencia en la **Ecuación 3**.

**Ecuación 3.** Gravedad API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing. 2001. p. 76.

Con este valor de gravedad API se puede identificar el tipo de crudo, ya sea liviano para valores entre el rango de 30 a 40° API, mediando para rangos entre 22 y 29,9 °API, entre 10 y 21,9 °API se considera pesado y finalmente extrapesado para valores menores a 10°API.

---

<sup>29</sup> Ibid., p. 49.

Con las tres propiedades petrofísicas mencionadas anteriormente, se identificará el comportamiento general de cada pozo, dependiendo de su formación productora.

**2.2.3 Propiedades petrofísicas de los pozos productores.** En el **Cuadro 3**, se describen las propiedades petrofísicas actuales de los 22 pozos verticales productores completados en la Formación C7, perforados en el Campo Ocelote.

**Cuadro 3.** Condiciones actuales de pozos verticales del Campo Ocelote, Formación C7.

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-84	C7	Vertical	29%	5.650	23
HCL-83	C7	Vertical	27%	2.821	23
HCL-78	C7	Vertical	26%	747	22
HCL-71	C7	Vertical	29%	2.158	22
HCL-67	C7	Vertical	27%	563	28
HCL-64	C7	Vertical	24%	480	23
HCL-59	C7	Vertical	27%	2.343	22
HCL-52	C7	Vertical	29%	3.922	23
HCL-51	C7	Vertical	29%	617	22
HCL-46	C7	Vertical	29%	4.233	24
HCL-43	C7	Vertical	26%	412	22
HCL-40	C7	Vertical	27%	753	28
HCL-39	C7	Vertical	29%	1.761	28
HCL-37	C7	Vertical	27%	1.925	22
HCL-32	C7	Vertical	27%	2.457	23
HCL-25	C7	Vertical	29%	2.265	23
HCL-23	C7	Vertical	29%	4.835	23
HCL-20	C7	Vertical	26%	433	22
HCL-17	C7	Vertical	26%	1.044	22
HCL-12	C7	Vertical	26%	433	22
HCL-11	C7	Vertical	29%	5.906	22
HCL-9	C7	Vertical	28%	1.480	22

Para la Formación C7, el promedio de gravedad API para los pozos verticales, se encuentra en el rango de 21,6 °API a 23,6 °API, clasificando este crudo como un crudo mediano.

La **Tabla 3**, describe las propiedades actuales de los 3 pozos verticales productores completados en la Formación C5, del Campo Ocelote.

**Tabla 3.** Condiciones actuales de pozos verticales del Campo Ocelote, Formación C5.

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-66	C5	Vertical	22%	563	22
HCL-44	C5	Vertical	23%	820	23
HCL-38	C5	Vertical	22%	4.369	22

La Formación C5, con un rango de gravedad °API entre 22,1°API y 22,6°API, para pozos verticales, produce, al igual que la formación C7, crudo mediano. De esta manera, se concluye que aunque en el Campo Ocelote se produzcan de dos formaciones diferentes, en general el crudo producido en todo el campo, corresponde a crudo mediano.

Para la siguiente clasificación, se encuentran los pozos desviados y altamente desviados para la Formación C7 (**Tabla 4**).

**Tabla 4.** Condiciones actuales de pozos desviados del Campo Ocelote, Formación C7.

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-81	C7	Altamente Desviado	27%	661	22
HCL-79	C7	Desviado	28%	4.228	23
HCL-57	C7	Desviado	26%	1.484	23
HCL-53	C7	Desviado	25%	159	22
HCL-48	C7	Desviado	26%	1.192	28
HCL-41	C7	Altamente Desviado	28%	1.563	22
HCL-31	C7	Desviado	29%	4.241	22
HCL-26	C7	Desviado	28%	3.454	22
HCL-24	C7	Desviado	27%	1.051	23
HCL-22	C7	Altamente Desviado	24%	529	22
HCL-13	C7	Altamente Desviado	27%	1.151	23
HCL-10	C7	Altamente Desviado	26%	1.058	22

Para los pozos desviados y altamente desviados, la gravedad °API no varía significativamente, sigue la tendencia del Campo Ocelote, de producción de crudo mediano.

En la Formación C5, se han perforado seis pozos desviados, los cuales están descritos en la **Tabla 5**, junto con sus propiedades petrofísicas.

**Tabla 5.** Condiciones actuales de pozos desviados del Campo Ocelote, Formación C5.

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-35	C5	Desviado	26%	1.133	23
HCL-42	C5	Desviado	25%	322	23
HCL-45	C5	Desviado	30%	1.707	22
HCL-61	C5	Desviado	26%	2.042	22
HCL-75	C5	Desviado	26%	470	22
HCL-80	C5	Desviado	26%	248	22

Los pozos horizontales del Campo Ocelote, se encargan de drenar la Formación Carbonera C7, así como los pozos verticales y desviados, con un promedio de BS&W mayor al 85% debido a que el mecanismo de producción del campo es por método de acuífero activo.

En general, en términos de porosidad, para todos los pozos del Campo Ocelote, perforados en las Formaciones C5 y C7, se tiene un rango de porosidad efectiva entre 23 y 32%. Según Sanders<sup>30</sup>, estos rangos de porosidad corresponden a arenas finas y limosas, y a arenas gruesas, siendo estas las encargadas del almacenamiento de petróleo.

Hocol S.A.<sup>31</sup>, ha establecido límites máximos de porosidad y permeabilidad, de 32% y 5.000 mD respectivamente, considerados porque se han detectado horizontes que presentan altas porosidades debido a su naturaleza arcillosa, carbones, huecos derrumbados, representando rocas con calidad de almacenadores de hidrocarburos.

En el **Cuadro 4**, se presentan las condiciones petrofísicas de los pozos con diseño horizontal, perforados en la Formaciones C7.

<sup>30</sup> SANDERS, L. Manual of Field Hydrogeology. Prentice-Hall, Cuarta edición. 1998. p. 598.

<sup>31</sup> HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas. Op., Cit., p.66.

**Cuadro 4.** Campo Ocelote, Formación C7.

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-82	C7	Horizontal	26%	2.109	23
HCL-77	C7	Horizontal	28%	3.526	23
HCL-76	C7	Horizontal	26%	1.863	23
HCL-74	C7	Horizontal	27%	621	22
HCL-73	C7	Horizontal	28%	974	22
HCL-72	C7	Horizontal	25%	1.143	22
HCL-70	C7	Horizontal	27%	422	28
HCL-69	C7	Horizontal	25%	652	22
HCL-68	C7	Horizontal	29%	349	23
HCL-65	C7	Horizontal	25%	413	22
HCL-63	C7	Horizontal	26%	943	23
HCL-62	C7	Horizontal	27%	604	23
HCL-60	C7	Horizontal	28%	2.723	23
HCL-58	C7	Horizontal	28%	712	23
HCL-56	C7	Horizontal	29%	3.379	22
HCL-55	C7	Horizontal	26%	374	22
HCL-54	C7	Horizontal	29%	1.402	22
HCL-50	C7	Horizontal	27%	772	22
HCL-49	C7	Horizontal	27%	490	22
HCL-47	C7	Horizontal	28%	520	28
HCL-36	C7	Horizontal	28%	805	26
HCL-34	C7	Horizontal	24%	161	22
HCL-33	C7	Horizontal	29%	2.052	23
HCL-30	C7	Horizontal	33%	2.331	22
HCL-29	C7	Horizontal	28%	2.418	22
HCL-28	C7	Horizontal	25%	844	21
HCL-27	C7	Horizontal	25%	898	22
HCL-21	C7	Horizontal	27%	722	22
HCL-19	C7	Horizontal	27%	475	22
HCL-18	C7	Horizontal	28%	3.871	22
HCL-16	C7	Horizontal	36%	944	22
HCL-15	C7	Horizontal	29%	4.310	22
HCL-14	C7	Horizontal	26%	1.095	22
HCL-8	C7	Horizontal	27%	822	22
HCL-7	C7	Horizontal	24%	640	22
HCL-6	C7	Horizontal	28%	1.250	22

**Cuadro 4.** (Continuación).

Pozo	Formación	Tipo de pozo	Porosidad	Permeabilidad (Md)	°API
HCL-5	C7	Horizontal	28%	2.353	22
HCL-4	C7	Horizontal	29%	839	22
HCL-3	C7	Horizontal	27%	645	23
HCL-2	C7	Horizontal	29%	1.323	22
HCL-1	C7	Horizontal	28%	904	22

El objetivo de la mayoría de pozos del campo es drenar la Formación Carbonera C7, debido a que la Formación Carbonera C5 presenta canales de baja continuidad.

## **2.3 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DE LOS 84 POZOS PRODUCTORES LOCALIZADOS EN EL CAMPO OCELOTE**

**2.3.1 Método de producción en el Campo Ocelote.** Los métodos de producción de un yacimiento, se basan en el desplazamiento del petróleo por fuentes de energía natural que se encuentra presente en el yacimiento, desplazando los fluidos desde el reservorio hacia los pozos productores perforados en el campo. Los métodos de producción primaria existentes son: el empuje por acuífero activo, gas en solución, capa de gas, expansión roca fluido y drenaje gravitacional.

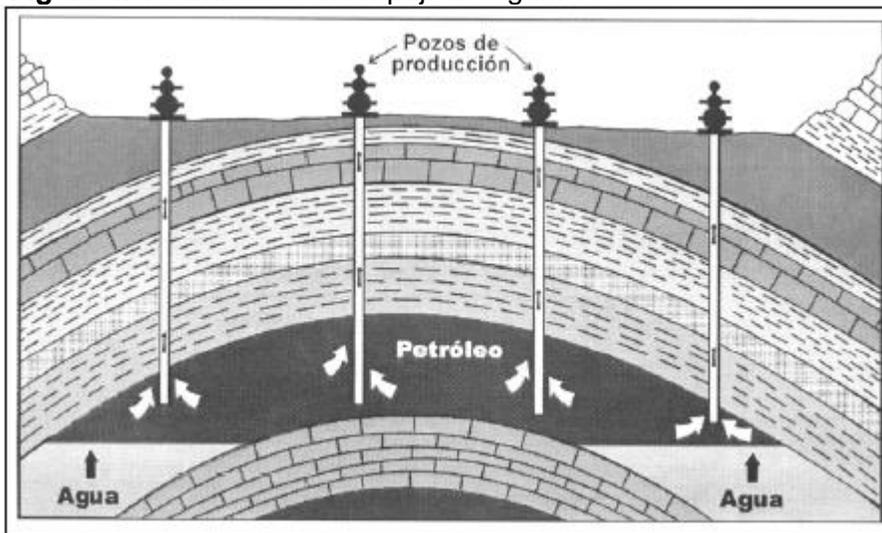
Una de las principales características del Campo Ocelote es el método de producción primario de empuje por acuífero activo. Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero<sup>32</sup>.

El agua almacenada en el acuífero activo se encuentra comprimida debido a la capa de aceite que se encuentra por encima de este, como se observa en la **Figura 4**. Al momento de iniciar la producción del yacimiento, el agua comienza a expandirse e invade naturalmente la zona en la que se encuentra el aceite.

---

<sup>32</sup> PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A. 2001. p. 4

**Figura 4.** Yacimiento con empuje de agua.



**Fuente:** París de Ferrer, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A. 2001. p. 4.

Dependiendo del tamaño del acuífero, la energía del yacimiento puede permanecer constante, ese fenómeno se presenta en el yacimiento del Campo Ocelote, donde según HOCOL S.A.,<sup>33</sup> el yacimiento ha mantenido el valor inicial de presión de 1.640 psi.

**2.3.2 Conificación de agua a pozos productores.** Por la presencia del acuífero activo en el yacimiento, se puede presentar la producción prematura de agua, que según Escobar Freddy<sup>34</sup>, se debe a dos fenómenos la conificación y/o digitación cerca de los pozos productores, donde un cono de agua proveniente de el acuífero activo se forma en la parte más baja del intervalo completado del pozo.

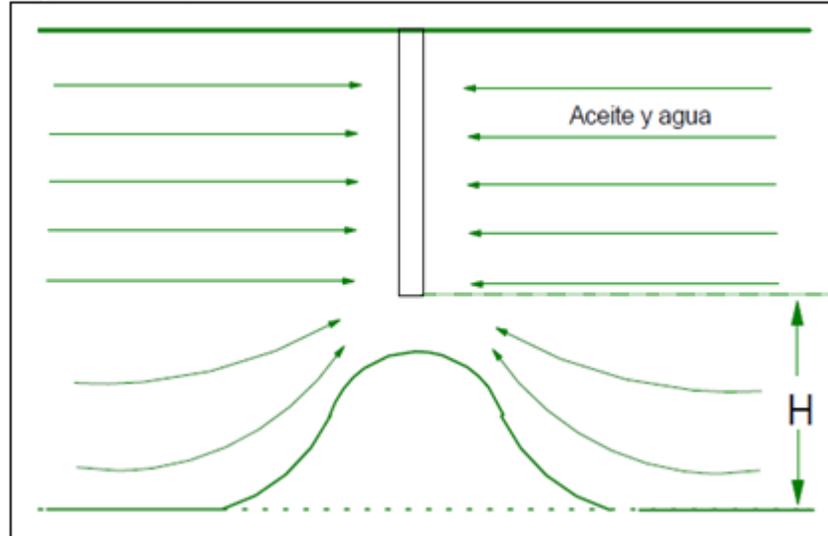
La invasión de agua a los pozos y la consecuente producción de esta en los pozos del Campo Ocelote, es ocasionada por el fenómeno de conificación, este ocurre en virtud a la permeabilidad vertical y al exceso de producción que causa que el gradiente de presión sea mayor a la fuerza gravitatoria<sup>35</sup>, otra manera de explicar este fenómeno es que la zona de cañoneos o perforaciones del pozo se encuentren cerca al contacto agua-petróleo, el agua se desplaza en sentido vertical, ocasionando la conificación e invasión de agua a la tubería de producción como se observa en la **Figura 5**.

<sup>33</sup> HOCOL S.A. Informe Técnico Anual. Op., Cit., p.67.

<sup>34</sup> ESCOBAR. Op., Cit., p.292.

<sup>35</sup> Ibid., p. 292.

**Figura 5.** Esquema de la conificación.



**Fuente:** ESCOBAR MACUALO, F. H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Guadalupe Ltda. 2000. p. 291.

La presencia de ese fenómeno según Escobar Freddy<sup>36</sup> puede causar un decrecimiento en la rentabilidad del proyecto en distintos factores, como primer factor la producción de aceite se reduce por efectos de permeabilidad relativa, el segundo factor se relaciona con el sistema de levantamiento a escoger, ya que se debe tener en cuenta que el fluido a producir puede llegar a ser más pesado, y finalmente la eficiencia de recobro decae debido a que alcanza el límite económico del corte de agua.

**2.3.3 Producción en los pozos del Campo Ocelote.** El tipo de aceite producido en el Campo Ocelote, es denominado petróleo muerto, la principal característica de este fluido es que a condiciones de presión bajas, no contiene gas disuelto o es un fluido lo suficientemente viscoso y por esto ha perdido los componentes volátiles que pudieron haber estado disueltos en el crudo. Debido a esta característica, la producción de fluidos en el Campo Ocelote se limita a la extracción de petróleo y agua solamente.

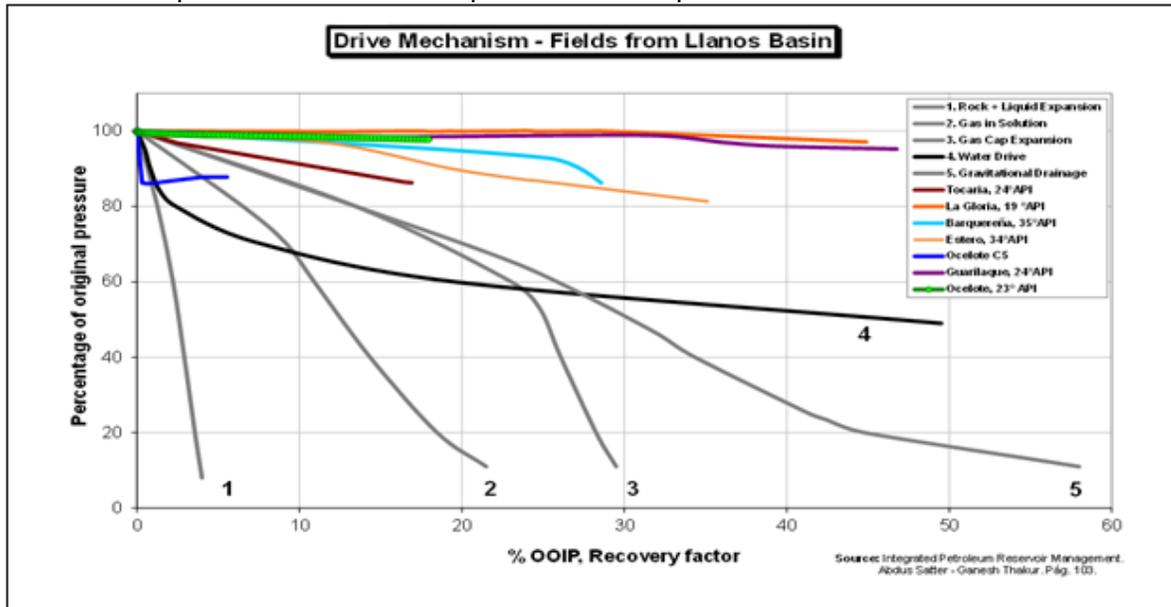
Las características de producción por empuje de acuífero activo del Campo Ocelote, y la producción de petróleo muerto, ocasiona que la cantidad de agua libre en el crudo (no disuelta) y sedimentos sea alta, esto es llamado BS&W (Basic Sediments and Water).

El comportamiento de producción del yacimiento del Campo Ocelote sigue tendencias de producción de distintos campos, como Tocaría, La Gloria, Barquereña.

<sup>36</sup> ESCOBAR MACUALO, F. H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Guadalupe Ltda. 2000. p. 292.

La **Gráfica 5**, describe el porcentaje de presión original, que para el Campo Ocelote ha mantenido un valor inicial de 1640 psi versus el factor de recobro. Se muestran las curvas tipo de los diferentes mecanismos de producción y el comparativo de la tendencia del Campo Ocelote y de otros campos de la Cuenca de los Llanos Orientales<sup>37</sup>.

**Gráfica 5.** Tipos de mecanismo de producción campos de los llanos



Fuente: SALLER *Et.al.* Integrated petroleum reservoir managment. p.103.

En los **Cuadros 5** y **6**, se presentan los datos de producción del Campo Ocelote para el día 31 de Diciembre de 2015, en ésta se resumen los datos de barriles de petróleo producido por día (BPPD), pies cúbicos estándar de gas por día (PCEPD), barriles de agua producido por día (BAPD), barriles de fluido producido por día (BFPD) y sedimentos puros y agua (BS&W).

<sup>37</sup> HOCOL S.A. Informe Técnico Anual. Op., Cit., p.67.

**Cuadro 5.** Producción diaria de los pozos del Campo Ocelote a 31 de Diciembre de 2015.

Pozo	Qo (BPPD)	Qg (PCEPD)	Qw (BAPD)	BFPD	BS&W
HCL-84	153	0	714	867	82%
HCL-83	44	0	548	592	93%
HCL-82	476	0	5.127	5.603	92%
HCL-81	266	0	3.377	3.643	93%
HCL-80	141	0	1.188	1.329	89%
HCL-79	106	0	2.426	2.532	96%
HCL-78	211	0	4.097	4.308	95%
HCL-77	257	0	2.101	2.358	89%
HCL-76	152	0	7.852	8.004	98%
HCL-75	51	0	238	289	82%
HCL-74	112	0	1.064	1.176	90%
HCL-73	141	0	3.783	3.924	96%
HCL-72	172	0	3.340	3.512	95%
HCL-71	32	0	2.108	2.140	99%
HCL-70	187	0	1.228	1.415	87%
HCL-69	199	0	4.227	4.426	96%
HCL-68	281	0	2.948	3.229	91%
HCL-67	83	0	2.445	2.528	97%
HCL-66	110	0	541	651	83%
HCL-65	565	0	1.000	1.565	64%
HCL-64	200	0	1.220	1.420	86%
HCL-63	195	0	1.713	1.908	90%
HCL-62	30	0	3.334	3.364	99%
HCL-61	57	0	366	423	87%
HCL-60	39	0	6.413	6.452	99%
HCL-59	84	0	3.750	3.834	98%
HCL-58	466	0	2.911	3.377	86%
HCL-57	83	0	1011	1.094	92%
HCL-56	84	0	8.334	8.418	99%
HCL-55	101	0	4.724	4.825	98%
HCL-54	399	0	973	1.372	71%
HCL-53	110	0	731	841	87%
HCL-52	51	0	181	232	78%
HCL-51	218	0	712	930	77%
HCL-50	894	0	618	1.512	41%
HCL-49	443	0	280	723	39%
HCL-48	47	0	463	510	91%
HCL-47	297	0	171	468	37%
HCL-46	33	0	825	858	96%
HCL-45	28	0	1.637	1.665	98%
HCL-44	226	0	1.743	1.969	89%
HCL-43	100	0	3.599	3.699	97%

**Cuadro 6.** Producción diaria de los pozos del Campo Ocelote a 31 de Diciembre de 2015.

Pozo	Qo (BPPD)	Qg (PCEPD)	Qw (BAPD)	BFPD	BS&W
HCL-42	50	0	1.523	1.573	97%
HCL-41	34	0	441	475	93%
HCL-40	76	0	1.534	1.610	95%
HCL-39	208	0	199	407	49%
HCL-38	145	0	47	192	24%
HCL-37	131	0	178	309	58%
HCL-36	90	0	756	846	89%
HCL-35	148	0	187	335	56%
HCL-34	284	0	150	434	35%
HCL-33	71	0	2.377	2.448	97%
HCL-32	150	0	232	382	61%
HCL-31	32	0	69	101	68%
HCL-30	49	0	297	346	86%
HCL-29	324	0	4.511	4.835	93%
HCL-28	267	0	4.037	4.304	94%
HCL-27	78	0	1.933	2.011	96%
HCL-26	44	0	1.280	1.324	97%
HCL-25	214	0	1.076	1.290	83%
HCL-24	249	0	11.600	11.849	98%
HCL-23	112	0	1.861	1.973	94%
HCL-22	75	0	1.765	1.840	96%
HCL-21	184	0	6.615	6.799	97%
HCL-20	317	0	2.989	3.306	90%
HCL-19	54	0	6.641	6.695	99%
HCL-18	265	0	5.755	6.020	96%
HCL-17	78	0	1.017	1.095	93%
HCL-16	77	0	3.429	3.506	98%
HCL-15	153	0	7.876	8.029	98%
HCL-14	89	0	2.880	2.969	97%
HCL-13	62	0	2.622	2.684	98%
HCL-12	32	0	907	939	97%
HCL-11	92	0	199	291	68%
HCL-10	99	0	871	970	90%
HCL-9	110	0	1.059	1.169	91%
HCL-8	21	0	576	597	96%
HCL-7	336	0	899	1.235	73%
HCL-6	122	0	1.315	1.437	92%
HCL-5	444	0	1.187	1.631	73%
HCL-4	135	0	4.533	4.668	97%
HCL-3	93	0	3.476	3.569	97%
HCL-2	286	0	3.853	4.139	93%
HCL-1	406	0	1.776	2.182	81%

**2.3.4 Análisis de la producción de los pozos del Campo Ocelote.** A 31 de Diciembre de 2015, la producción de petróleo en el Campo Ocelote fue de 14,291 barriles de petróleo por día, la producción de agua de 193,206 barriles, produciendo un total de 207,497 barriles de fluido. Desde su descubrimiento el campo no ha tenido producción de gas.

Para el cálculo de BS&W del campo para esta fecha, se hace uso de la **Ecuación 4**, determinada por el porcentaje de la relación de barriles de agua producidos a la fecha (BAPD) y barriles de fluido producidos a la fecha (BFPD).

**Ecuación 4.** BS&W.

$$BS\&W = \frac{\text{Barriles de agua producido por día ( BAPD)}}{\text{Barriles de Fluido producido por día (BFPD)}} * 100$$

**Fuente:** ESCOBAR, Humberto. Fundamentos De Ingenieria de Yacimientos. Neiva. Colombia: Universidad Surcolombiana. 2000. p. 48

Aplicando la **Ecuación 4**, para los valores de producción del Campo Ocelote se tiene:

$$BS\&W = \frac{193.206 \text{ BAPD}}{207.497 \text{ BFPD}} * 100$$

$$BS\&W = 0,9311 * 100$$

$$BS\&W = 93,11 \%$$

El porcentaje de agua libre y sedimentos (BS&W) para el Campo Ocelote a la fecha en la que los datos de producción fueron tomados (31 de Diciembre de 2015), fue de 93,11%, representando un alto valor de producción de agua.

El pozo más representativo del campo, en términos de producción, es el HCL-50, perforado en el año 2015 en intervalos de la Formación C7, con diseño horizontal, ya que por su bajo BS&W (40,9%), su producción de crudo (895 BPPD), supera la de agua (618 BAPD), siendo así el pozo con mayor producción de petróleo de todo el Campo Ocelote.

El pozo con mayor producción de agua del campo es el HCL-24, perforado en el año 2009 en intervalos de la formación C7, con diseño desviado. Al 31 de Diciembre de 2015 produce un total 11.600 BAPD, con un BS&W de 97,9%, seis veces más de la producción de petróleo (249 BPPD).

De esta manera se evidencia la influencia de los valores de BS&W en la producción del Campo Ocelote, que en general son altos, debido al mecanismo de producción del campo por acuífero activo.

### **3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE**

En este capítulo, se analiza la presión de fondo fluente (PWF) de los pozos productores que se encuentran en el Campo Ocelote, éste análisis se hará a partir de los datos de presión que entrega el sistema de levantamiento implementado en el campo.

#### **3.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN Y SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO OCELOTE**

En la etapa temprana de producción de la mayoría de los reservorios de petróleo la presión tiende a ser muy baja cuando su mecanismo de producción es por flujo natural así mismo la presión tiende a decaer a lo largo de la vida de producción del yacimiento. Los yacimientos de petróleo, en algún punto de su vida útil dejarán de producir fluidos a tasas económicamente viables, a menos que se produzcan a través de mecanismos de empuje natural (como capa de gas o acuífero activo), o mecanismos de inyección que mantengan constante la presión del yacimiento (inyección de gas o agua).

El único método para obtener una alta tasa de producción de un pozo es aumentar la presión de Drawdown de producción, reduciendo la presión del fondo del pozo con métodos de levantamiento artificial.

Según Lyons, Guo, & Ghalambor<sup>38</sup>, aproximadamente 50% de los pozos alrededor del mundo necesitan sistemas de levantamiento artificial. Los sistemas de levantamiento artificial más comunes son:

- Bombeo mecánico.
- Levantamiento artificial por gas (gas lift).
- Bombeo electro sumergible.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo hidráulico.

Cada método de levantamiento artificial tiene aplicaciones diferentes dependiendo de las condiciones de completamiento y producción del pozo. La selección adecuada de un método de levantamiento artificial está dada principalmente por el sistema de producción, esto incluye las propiedades de fluidos y yacimiento, la configuración del pozo, y las restricciones que puedan tener las facilidades de superficie.

---

<sup>38</sup> LYONS, W. C, GUO, B, & GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Louisiana: Elsevier Science & Technology Books. 2000. p. 164.

Debido a la alta producción de agua en el Campo Ocelote, y los ángulos de desviación de los pozos productores, el sistema de levantamiento que se encuentra implementado en todo el campo es el sistema de bombeo electro sumergible (BES) o ESP por sus iniciales en inglés (Electrical Submersible Pumps).

La principal característica de este método de levantamiento es que puede llevar altos volúmenes de fluido de producción desde profundidad hasta superficie. Como se mencionó anteriormente, este sistema no presenta problemas con pozos desviados u horizontales y los costos de levantamiento para altos volúmenes son generalmente bajos.

El sistema de levantamiento electro sumergible presenta ciertas limitantes como: el alto consumo de energía eléctrica, no es adecuado para pozos muy profundos o yacimientos que se encuentren a muy altas temperaturas, la producción de gas y sedimentos pueden alterar el funcionamiento de la bomba y los costos por instalación y mantenimiento son relativamente altos.

Como se muestra en la **Figura 6** las bombas electros sumergibles se componen de equipos de superficie y subsuelo. En los equipos de superficie se encuentran el controlador del motor, el transformador, panel controlador del motor electro sumergible o VSD (Variable Speed Drive), el cable eléctrico que se encarga de llevar la corriente eléctrica hasta el motor ubicado en el fondo del pozo. Los equipos ubicados en el subsuelo incluyen la bomba, el motor, el cable eléctrico sellado, sensor y el separador de gas, la instalación de este último elemento no es necesaria en el Campo Ocelote, ya que no existe producción de gas en el campo.

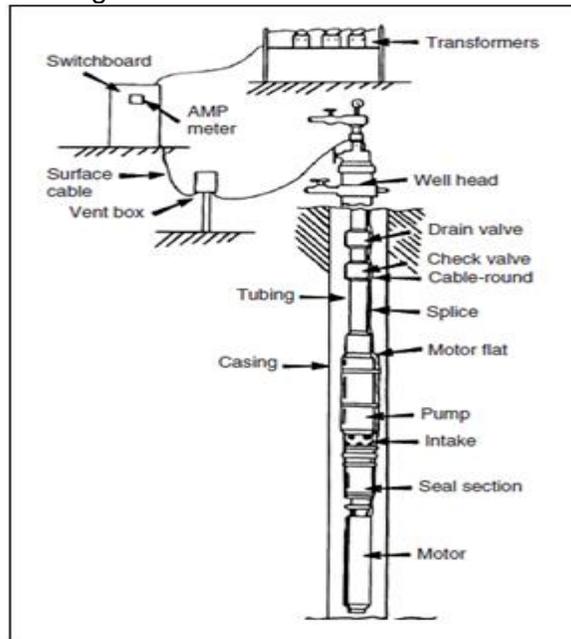
El funcionamiento de las BES, se compone de distintas fases de bombas centrifugas como se observa en la **Figura 7**. El motor eléctrico se conecta directamente al módulo de la bomba centrifuga de la BES, donde la bomba y el motor eléctrico rotan a la misma velocidad. Este tipo de bombas están clasificadas por el tamaño de diámetro exterior variando desde 3,5 a 10 pulgadas. Este sistema de levantamiento también incluye un sistema de sellamiento o protección que separa los fluidos provenientes del yacimiento, del sistema de lubricación del motor eléctrico y el sistema de cableado eléctrico que va desde superficie hasta la bomba.

“A diferencia de las bombas de desplazamiento positivo, las bombas centrífugas no desplazan un volumen fijo de fluido, si no que crean un valor de presión relativamente constante que aumenta el flujo dentro del sistema”<sup>39</sup>.

---

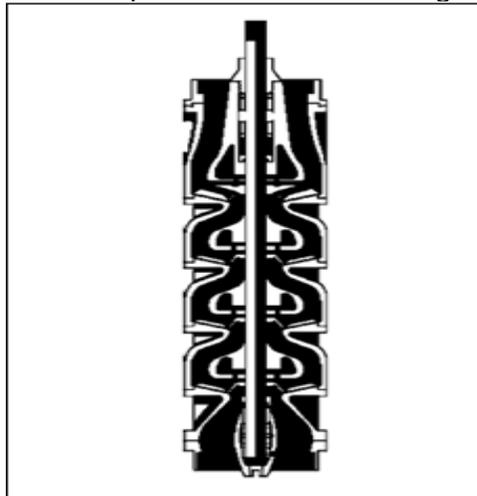
<sup>39</sup> Ibid., p. 214.

**Figura 6.** Esquema de una bomba electro sumergible.



**Fuente:** Lyons, W. C, Guo, B, & Ghalambor, A. Petroleum Production Engineering, a Computer - Assisted Approach. Louisiana: Elsevier Science & Technology Books. 2007. p. 214.

**Figura 7.** Esquema de una ESP con varias etapas de bombas centrífugas.



**Fuente:** Lyons, W. C, Guo, B, & Ghalambor, A. Petroleum Production Engineering, a Computer – Assisted Approach. Louisiana: Elsevier Science & Technology Books. 2007. p. 215.

Según Lyons, Guo, & Ghalambor, las BES, pueden operar en un amplio rango de parámetros de profundidad y volúmenes, profundidades de hasta 12.000 pies y tasas de flujo volumétrico hasta de 45.000 barriles por día<sup>40</sup>.

Los parámetros que se tienen en cuenta al momento de seleccionar una BES, son el índice de producción del pozo, los tamaños de revestimiento y tubería, y el nivel estático al que llega el fluido, el diámetro externo de la BES, está determinado por el diámetro interno de la tubería del pozo<sup>41</sup>.

Las bombas BES que se encuentran en el Campo Ocelote son bombas de la Compañía General Electrics, éstas poseen un sensor en el fondo de la bomba, este sensor se encarga de registrar la presión de entrada de la bomba, o PIP por sus iniciales en inglés (pump-intake pressure). Los datos de PIP en el Campo Ocelote, no necesariamente son los datos de presión de fondo fluyente, ya que las BES, se encuentran ubicados algunos pies por encima de los perforados del revestimiento.

Las bombas instaladas en el Campo Ocelote son nombradas según la serie TA, TD o TE y el caudal que la bomba necesite operar. El caudal a levantar por estas bombas oscila entre 850 y 11.000 barriles, por lo que las bombas son nombradas TD-850 y TE-11.000.

### **3.2 CÁLCULO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE ( $P_{wf}$ ), PARA LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO OCELOTE**

La presión de fondo fluyente es conocida como  $P_{wf}$ , por sus iniciales en inglés de pressure bottomhole flowing<sup>42</sup>. La presión de fondo fluyente es medida mientras el pozo se encuentra en producción, es decir cuando hay aporte de fluidos del reservorio hacia el pozo, y debe ser medida en los puntos medios de perforados (PMP), debe ser tomada en este punto para prevenir que las turbulencias de los fluidos que ascienden por el pozo y el descenso de presión a lo largo de la tubería alteren la lectura de presión de fondo fluyente.

El valor de  $P_{wf}$  en los pozos del Campo Ocelote debe ser calculado a través de los datos de PIP, que registran las bombas electro sumergibles, ya que estas bombas se encuentran por encima de los perforados dependiendo del nivel estático que alcancen los fluidos, se debe hacer el cálculo de diferencial de presión a la profundidad de los perforados.

En un sistema formación-bomba para el Bombeo Electrosumergible, se encuentra la presión de entrada de la bomba disponible (PIP), considerando el gradiente del

---

<sup>40</sup> Ibid., p. 214.

<sup>41</sup> Ibid., p. 215.

<sup>42</sup> Lake, L. W. Petroleum Engineering Handbook. Austin, Texas: Society of petroleum Engineers. 2007. p. 28.

fluido que la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) debe levantar desde el punto medio de las perforaciones (PMP) hasta la profundidad de la bomba (PB) y se ve reflejado en la **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Presión de entrada de la bomba disponible (PIP).

$$PIP = (P_{wf}) - \gamma_f * 0,433(PMP - PB)$$

**Fuente:** Arcentales, D, Caizapanta, M & Miranda, B. Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levamiento artificial por Bombeo Electrosumergible del campo. Escuela superior Politécnica del Litoral.

Dónde:

- PIP: Presión de entrada de la bomba en Psi.
- $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente Psi.
- PB: Profundidad en TVD del sensor de la bomba en Pies.
- PMP: Profundidad media de perforados en TVD en Pies.
- $\gamma_f$ : Gravedad específica del fluido en Psi/pies.
- 0,4227 Psi/pies Corresponde a gradiente de agua dulce.

La gravedad específica de un fluido se encuentra a partir de la siguiente **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Gravedad específica de un fluido.

$$\gamma_f = 0,375 \text{ Psi/pies}(1 - BS\&W) + (0,4227 \text{ Psi/pies} * BS\&W)$$

**Fuente:** Arcentales, D; Caizapanta, M & Miranda, B. Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levamiento artificial por Bombeo Electrosumergible. Escuela superior Politécnica del Litoral.

Dónde:

- 0,375 Psi/pies Corresponde al gradiente de aceite.
- 0,4227 Psi/pies Corresponde a gradiente de agua del Campo Ocelote.
- BS&W: Corte de agua del fluido.

De la **Ecuación 5**, se despeja  $P_{wf}$  y se reemplaza la **Ecuación 6**, obteniendo la ecuación final para el cálculo de la presión de fondo fluyente.

A continuación se presenta la **Ecuación 7** usada para el cálculo de  $P_{wf}$ .

**Ecuación 7.** Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ).

$$P_{wf} = (PIP + 14,7) + (PMP - PB) * ((0,375 (1 - BS\&W) + (0,4227 * BS\&W))$$

Dónde:

- PIP: Presión de entrada de la bomba en Psia.
- PB: Profundidad en TVD del sensor de la bomba en Pies.
- PMP: Profundidad media de perforados en TVD en Pies.
- 0,375 Psi/pies Corresponde al gradiente de aceite.
- 0,4227 Psi/pies Corresponde a gradiente de agua.
- BS&W: Corte de agua del fluido.

Este valor de  $P_{wf}$  ha de ser calculado diariamente para cada pozo desde su inicio de producción hasta el 31 de diciembre de 2015, determinando el comportamiento de la presión a lo largo de la vida de los pozos productores del Campo Ocelote.

En este capítulo, se explicará detalladamente el origen de cada una de las variables involucradas en la **Ecuación 7**, para encontrar finalmente el valor de presión de fondo fluyente en los pozos productores del Campo Ocelote.

Para mayor efectividad, cada proceso efectuado se realizó en el programa informático Excel, el cual debido a sus funciones, facilita el cálculo y la organización de los datos y variables mencionadas.

**3.2.1 Componentes de la ecuación de  $P_{wf}$ .** A continuación se describen detalladamente los elementos que componen la ecuación de presión de fondo fluyente.

**3.2.1.1 PIP Corregida.** Es la presión tomada en la entrada del sensor de la bomba electro sumergible, se encarga de suministrar la columna de fluido que se encuentra por encima de ésta, necesaria para que el fluido entre por el orificio del primer impulsor, y así alimentar correctamente la bomba y evitar la presencia de cavitación.

Los datos de PIP de los pozos en su historia de producción son tomados del software OFM, esta base de datos arroja datos de presión (PIP) diarios. Debido a ciertos problemas de operación, en algunos casos no se registra valor de PIP para ciertas fechas, por lo que estos datos vacíos han de ser reemplazados con el último valor de PIP que se registró. Esto se hace con el fin de corregir la data de PIP del pozo y así hallar la presión de fondo fluyente para cada uno.

Dicho proceso se ve reflejado en la **Tabla 6**, ésta data corresponde al pozo HCL-84. Para las fechas 02/11/2007 y 08/11/2007 no se registró valor de PIP, por lo que para el valor de PIP corregido se tomó el valor de la fecha anterior.

El valor obtenido se debe convertir a unidades absolutas (Psia) por lo que se le debe sumar 14,7 psi al valor de PIP corregido.

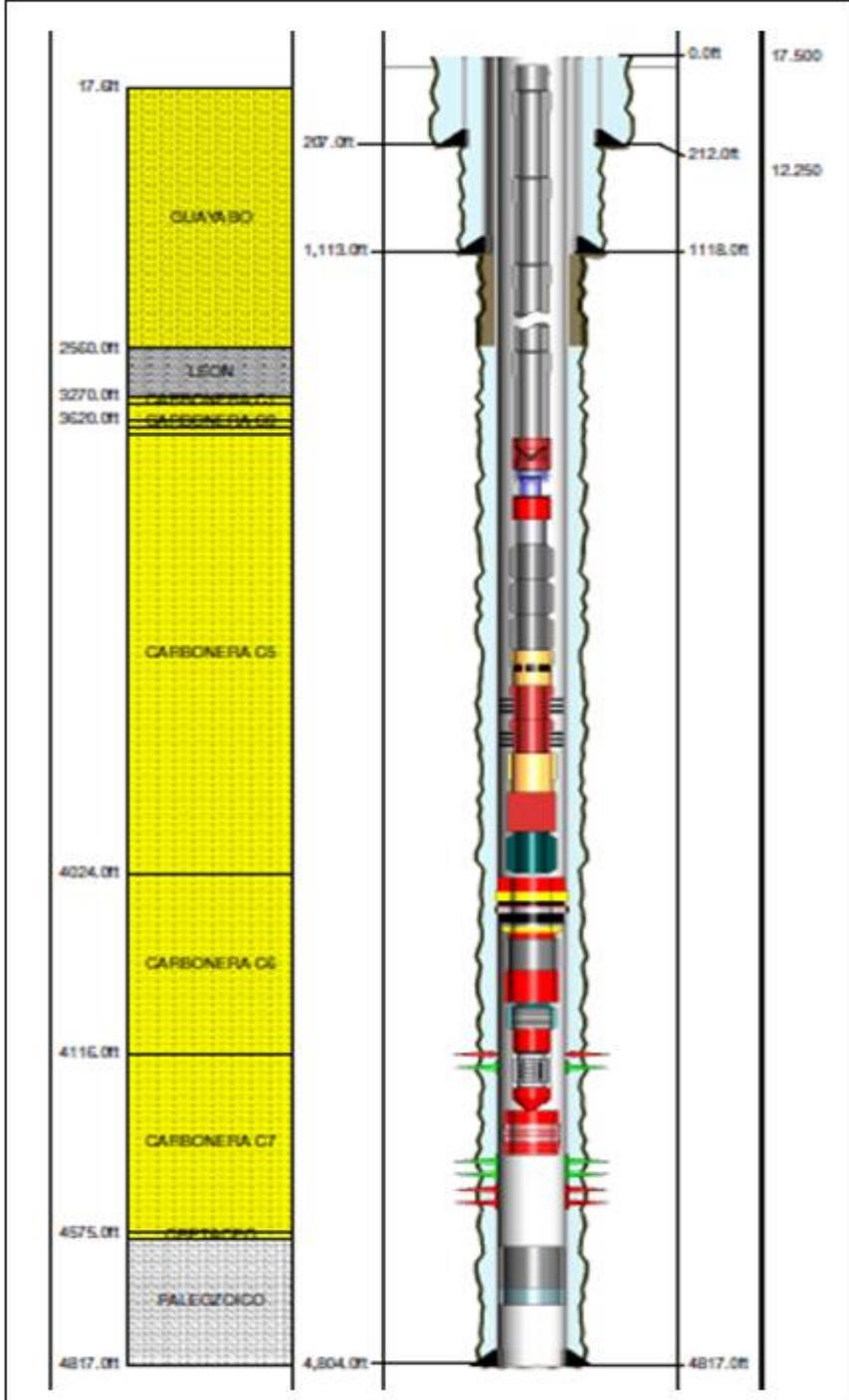
**Tabla 6.** Datos de presión exportados de OFM del pozo HCL-84, para los meses octubre- noviembre año 2007.

FECHA	PIP	PIP_Corregido
23/10/2007	1.136	1.136
24/10/2007	1.106	1.106
25/10/2007	1.161	1.161
26/10/2007	1.162	1.162
27/10/2007	1.160	1.160
28/10/2007	1.167	1.167
29/10/2007	1.173	1.173
30/10/2007	1.171	1.171
31/10/2007	1.172	1.172
01/11/2007	1.172	1.172
02/11/2007	0	1.172
03/11/2007	1172	1172
04/11/2007	1170	1170
05/11/2007	1180	1180
06/11/2007	1183	1183
07/11/2007	0	1183
08/11/2007	0	1183
09/11/2007	1181	1181
10/11/2007	1181	1181
11/11/2007	1181	1181

**3.2.1.2 Punto medio de perforados PMP.** En el Campo Ocelote existen diferentes tipos de completamiento de pozos, incluyendo completamiento con revestimiento con una o más perforaciones, completamiento con malla y empaquetamiento con grava. Para cada pozo se debe definir el punto medio de perforados PMP, dependiendo de su completamiento, esto se define a partir de los estados mecánicos de los pozos productores del campo. El estado mecánico de un pozo representa las diferentes geometrías y equipos en cada una de las etapas del pozo, en los estados mecánicos de pozos se definen parámetros como MD (Measured depth), tipo de completamiento, profundidad de perforados, equipos de levantamiento, casing point o profundidad de los revestimientos, profundidad total del pozo.

La **Figura 8** es un ejemplo de estado mecánico para el pozo HCL-84, este pozo tiene cuatro perforaciones en el revestimiento, dos perforaciones taponadas (color rojo), y dos perforados abiertos (color verde).

**Figura 8.** Estado mecánico pozo HCL-84.



Fuente: HOCOL S.A.

En este caso no se debe tener en cuenta los perforados que fueron taponados, únicamente los que permiten el flujo de fluido a la tubería de producción:

- Perforado Taponado 4.112 a 4.114 pies (MD).
- Perforado 4.120 a 4.131 pies (MD).
- Perforado 4.152 a 4.154 pies (MD).
- Perforado Taponado 4.186 a 4.188 pies (MD).

Para el cálculo de PMP (**Ecuación 8**), se debe tomar la base de los perforados y el tope de los perforados y hacer un promedio de estas dos profundidades.

**Ecuación 8.** Punto Medio de Perforados (PMP).

$$PMP = \frac{\textit{Tope perforados} + \textit{Base perforados}}{2}$$

$$PMP = \frac{4.120 \textit{ pies} + 4.154 \textit{ pies}}{2}$$

$$PMP = 4.137 \textit{ pies MD}$$

$$PMP = 4.085 \textit{ pies TVD}$$

Para el pozo HCL-84, la presión de fondo fluyente ha de ser hallada a la profundidad de 4.137 pies MD, que es igual a 4.085 TVD (true vertical depth), para hallar la profundidad TVD es necesario hacer una interpolación de los datos del “survey” del pozo.

El “survey” de un pozo (**Figura 9**) es conocido como el registro de trayectoria desde su ángulo de desviación o inclinación hasta llegar al objetivo, en este caso la formación productora. Al momento de la perforación, esta interpolación relaciona los datos de profundidad MD, y el ángulo de inclinación que tenga el pozo, y así lograr obtener el valor vertical real de profundidad del pozo (TVD), para el pozo HCL-84 el ángulo de desviación corresponde a 19,11°, lo que corresponde a un pozo que lleva una trayectoria vertical.

**Figura 9.** “Survey” del pozo HCL-84.

POZO			HCL-84					
COORD X			1275697					
COORD Y			964783					
KB			670					
Azimuth			155					
INTERPOLACIÓN								
MD	TVD	TVDss						
4135	4082,7	-3412,5						
DIRECCIONAL								
MD	TVD	TVDss						
0	0	670						
1066	1066	-396						
1151	1151	-481						
1243	1243	-573						
1369	1369	-699						
1494	1494	-824						
1619	1619	-949						
1744	1744	-1074						
1869	1869	-1199						
1994	1994	-1324						
2120	2120	-1450						
2245	2245	-1575						
2370	2370	-1700						
2495	2495	-1825						
2560	2560	-1890						
2621	2621	-1951						
2746	2746	-2076						
2777	2777	-2107						
2808	2808	-2138						
2840	2840	-2170						
2871	2871	-2201						
2902	2902	-2231						

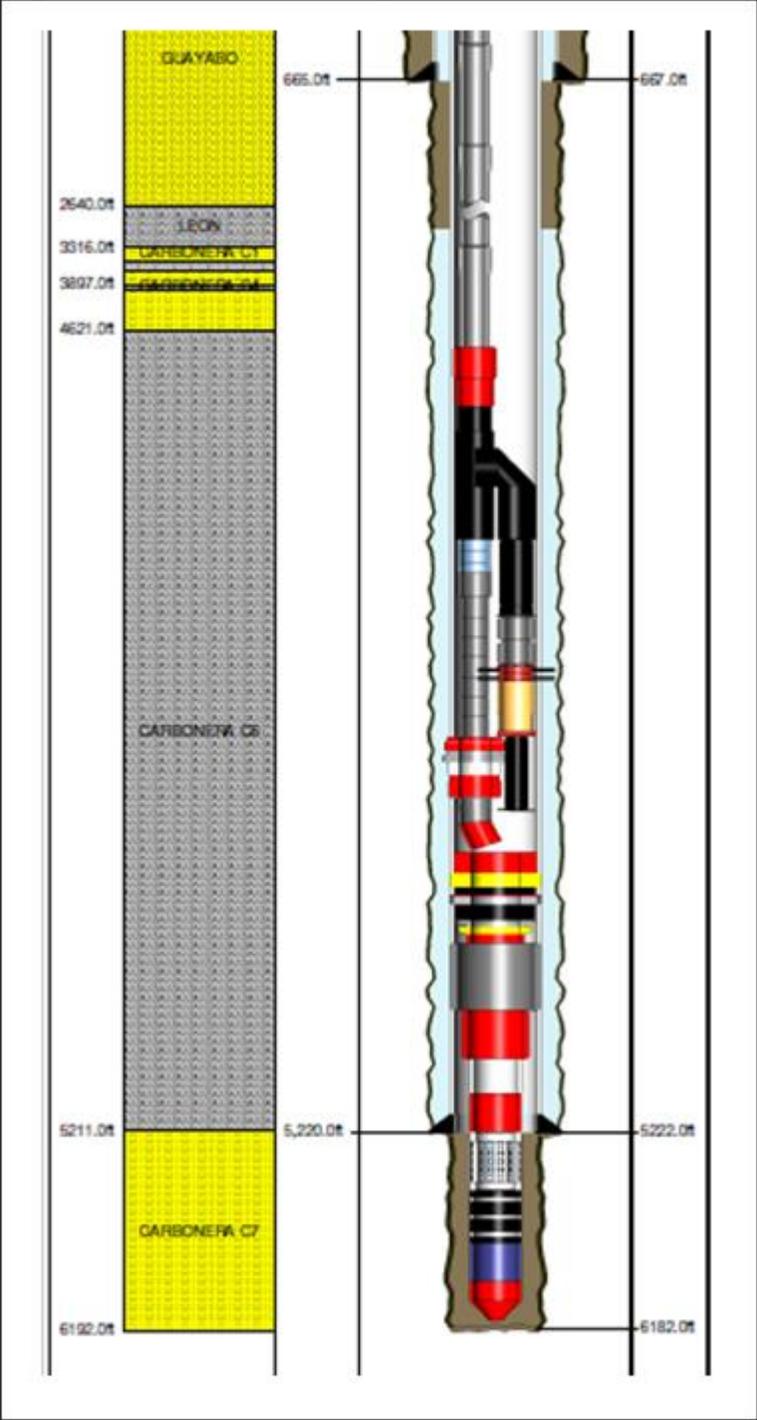
# WELL TRACE FR	OM PETREL						
# WELL NAME:	HCL	84					
# WELL HEAD X-C	COORDINATE: 127	56.972.300.000	0 (m)				
# WELL HEAD Y-C	COORDINATE: 964	78.264.000.000	(m)				
# WELL DATUM (K	B, Kelly bushi	ng, from MSL	): 670.270000	00 (ft)			
# WELL TYPE:	OIL						
# MD AND TVD AR	E REFERENCED (	=0) AT WELL	DATUM AND INC	REASE DOWNWAR		DS	
# ANGLES ARE GI	VEN IN DEGREES						
# XYZ TRACE IS	GIVEN IN COORD	INATE SYSTEM	Magna-Sirgas	/Bogota_Centr		al [Petrel,70	
# AZIMUTH REFER	ENCE TRUE NORT	H					
# DXDY ARE GIV	EN IN GRID NOR	TH IN m-UNIT	S				
# DEPTH (Z, tvd	_z) GIVEN IN f	t-UNITS					
#=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
MD	X	Y	Z	TVD	DX		
#=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
0.000000000	12.756.972.300	96.478.264.000	67.027.000.000	0.000000000	0.000000000		
10.660.000.000	12.756.972.671	96.478.334.789	-3.957.266.175	10.659.966.175	0.0370987284		
11.510.000.000	12.756.972.865	96.478.344.647	-4.807.259.703	11.509.959.703	0.0564602774		
12.430.000.000	12.756.972.366	96.478.352.068	-5.727.253.549	12.429.953.549	0.0066029150		
13.690.000.000	12.756.971.538	96.478.358.116	-6.987.247.521	13.689.947.521	-0.076173779		
14.940.000.000	12.756.971.569	96.478.373.512	-8.237.235.482	14.939.935.482	-0.073088861		
16.190.000.000	12.756.971.098	96.478.390.745	-9.487.220.327	16.189.920.327	-0.120173033		
17.440.000.000	12.756.970.459	96.478.397.044	-1.073.721.678	17.439.916.780	-0.184137095		
18.690.000.000	12.756.970.542	96.478.413.329	-1.198.720.296	18.689.902.963	-0.175831519		
19.940.000.000	12.756.970.343	96.478.430.899	-1.323.718.698	19.939.886.976	-0.195671321		
21.200.000.000	12.756.969.571	96.478.440.045	-1.449.718.070	21.199.880.705	-0.272900738		
22.450.000.000	12.756.969.041	96.478.448.773	-1.574.717.615	22.449.876.148	-0.325892639		
23.700.000.000	12.756.969.385	96.478.458.043	-1.699.717.066	23.699.870.661	-0.291548588		
24.950.000.000	12.756.970.203	96.478.474.148	-1.824.715.610	24.949.856.100	-0.209725507		
25.600.000.000	12.756.970.523	96.478.483.119	-1.889.714.848	25.599.848.485	-0.177744206		

Fuente: HOCOL S.A.

Como se mencionó anteriormente, hay diferentes completamientos en el Campo Ocelote, el pozo HCL-68 (**Figura 10**), esta completado por revestimiento hasta el asentamiento del último zapato, cuya profundidad es 5.220 pies MD. La zona productora se encuentra completada por un sistema de mallas, la base de la última malla se encuentra ubicada a 6.169 pies MD.

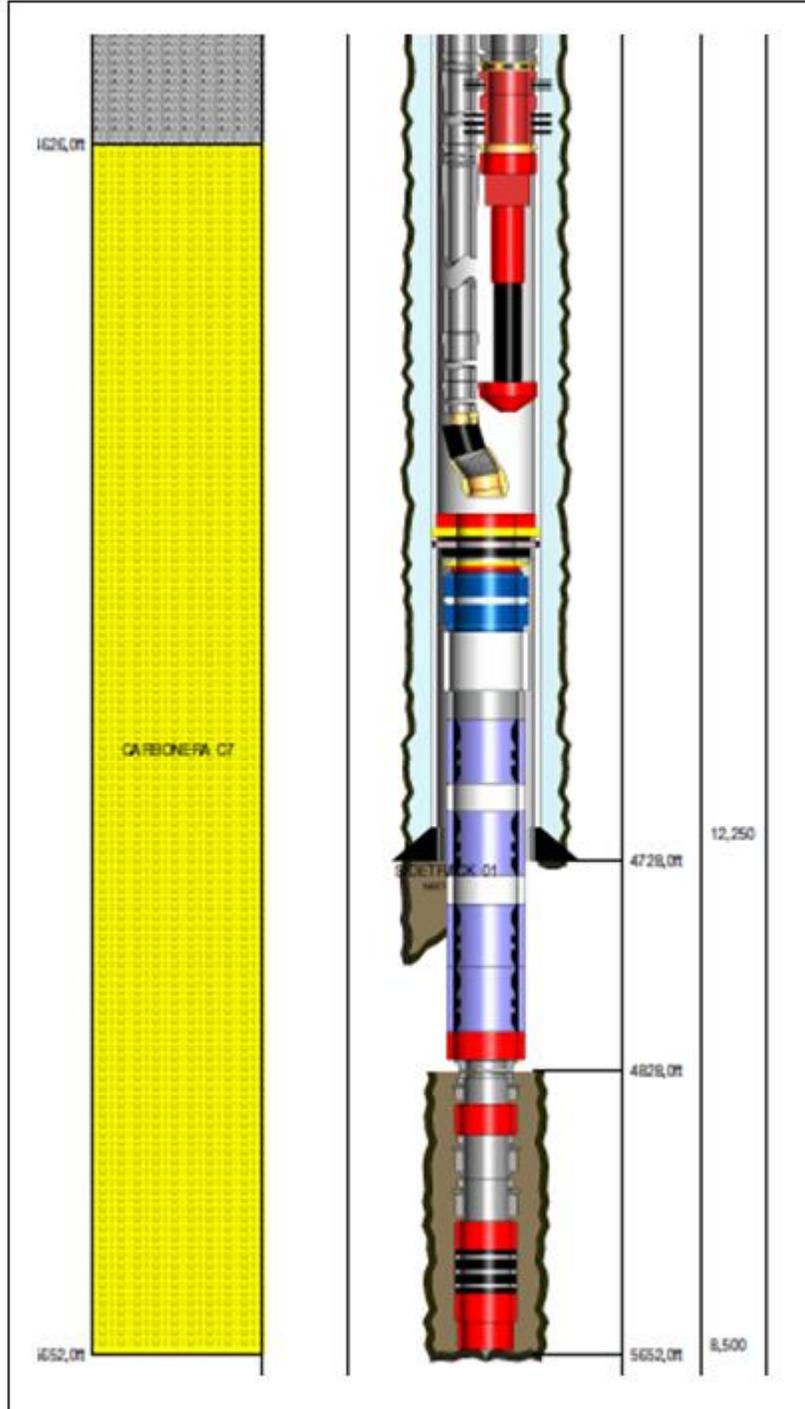
Otro tipo de completamiento en el Campo Ocelote, es el completamiento con grava. Éste se caracteriza por que previene la migración de arena proveniente de la formación, generalmente se usa un filtro y el espacio anular se empaqueta con una grava preparada con un tamaño específico que depende del tamaño de los finos que migren de la formación. El objetivo principal es darle estabilidad a la formación, y no alterar la tasa de producción del pozo. El pozo HCL-82 fue completado de esta manera, donde la base del zapato del revestimiento intermedio está asentado a 5.100 pies MD y la base del empaque de grava se encuentra a 5.635 pies MD (**Figura 11**).

Figura 10. Estado mecánico pozo HCL-68.



Fuente: HOCOL S.A.

Figura 11. Estado mecánico pozo HCL-82.



Fuente: HOCOL S.A.

**3.2.1.3 Profundidad del sensor de la bomba.** La profundidad de los sensores de las bombas BES de cada pozo, es obtenida igualmente de una base de datos de la empresa, en donde se encuentra que a lo largo del tiempo, en algunos casos han cambiado la profundidad de éste. Así mismo se debe tener en cuenta la fecha del cambio de profundidad del sensor, y al igual como se realizó con el PMP de cada pozo, con ayuda del “survey” se deben convertir los valores de MD a TVD.

A continuación, la **Tabla 7** muestra las profundidades en MD del sensor de la bomba del pozo HCL-84, proveniente de la base de datos de Hocol S.A, desde su fecha inicial de producción.

**Tabla 7.** Profundidades del sensor pozo ocelote HCL-84.

POZO	FECHA RUN	PROF. DE INTAKE MD (FT)
HCL-84	26-Nov-09	3.920
HCL-84	30-Apr-10	3.954

Como se evidencia en la **Tabla 7**, desde su fecha de inicio de producción, el sensor de la bomba BES del pozo HCL-84 se encontraba a 3.920 pies, para el 30 de Noviembre de 2010 se cambia la profundidad del mismo a 3.954 pies, es por esto que al momento del cálculo de la Pwf, de esta nueva fecha en adelante se toma la nueva profundidad del sensor.

**3.2.1.4 Gradiente de presión hidrostática.** La presión ejercida por una columna hidrostática en un pozo, puede ser medida de maneras diferentes, uno de los métodos más comunes para la medición de los cambios de presión en relación a la profundidad es la gráfica de Presión Vs Profundidad (**Gráfica 6**), donde se relaciona la profundidad en pies (Ft) y la presión en unidades de libra por pulgada cuadrada (psi).

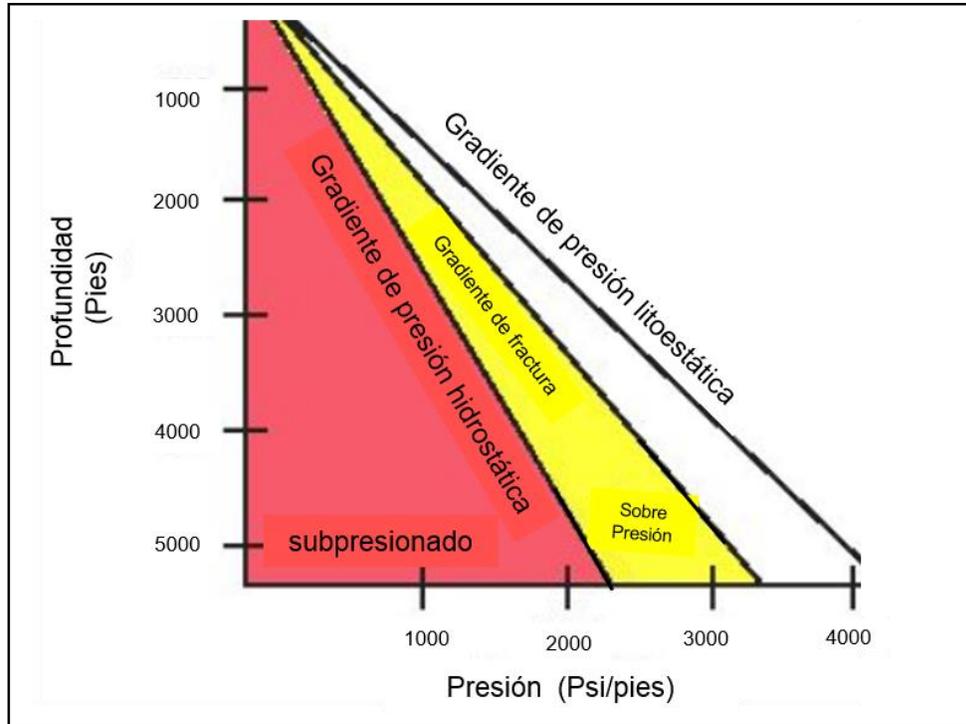
La producción de petróleo en el Campo Ocelote, se caracteriza por la alta producción de agua dulce, el agua dulce posee un gradiente de presión hidrostática de 0,433 psi/ ft, es decir que la presión aumentará con la profundidad en una proporción de 0,433 psi por cada pie de profundidad. El gradiente del aceite que se produce en el Campo Ocelote se determinó como 0,375 psi/ ft y el del agua de producción 0,4227 psi/ft <sup>43</sup>.

La mezcla de aceite y agua presente en los pozos afecta directamente el cambio de presión y los factores importantes al momento de determinar la presión de fondo fluyente. El gradiente del agua de producción se ha de multiplicar con la relación de agua presente en la producción del campo (BS&W), y el gradiente de aceite se multiplica con la producción de aceite, que es 1-BS&W, esto dará una

<sup>43</sup> HOCOL S.A. Op Informe Técnico Anual., Cit., p.68.

relación directa del cambio de presión/profundidad con respecto a la mezcla de una sola fase.

**Gráfica 6.** Presión Vs Profundidad.



Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure\\_gradient.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx).

**3.2.1.5 BS&W.** Como se ha mencionado anteriormente, el cálculo de la  $P_{wf}$  se hace independientemente, día a día desde la fecha de inicio de producción del pozo. Así mismo para encontrar el BS&W, se deben exportar los valores de producción de agua y de petróleo del software OFM, y hacer la sumatoria de los dos valores, hallando la producción total de fluido, para así encontrar el valor diario de BS&W de cada pozo, a partir de la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9.** BS&W.

$$BS\&W = \frac{\text{Barriles de agua producido por día (BAPD)}}{\text{Barriles de Fluido producido por día (BFPD)}} * 100$$

Fuente: ESCOBAR, Humberto, Fundamentos De Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana. 2000. p.48.

A continuación, a manera de ejemplo se muestra la **Tabla 8** de resultados de la producción total de fluido (BFPD) y del BS&W en el primer mes de producción del pozo HCL-84.

**Tabla 8.** Resultados BS&W pozo HCL – 84.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW
18/10/2007	113	6	119	5%
19/10/2007	715	81	796	10%
20/10/2007	672	67	739	9%
21/10/2007	734	75	809	9%
22/10/2007	677	66	743	9%
23/10/2007	673	67	740	9%
24/10/2007	671	68	739	9%
25/10/2007	720	77	797	10%
26/10/2007	689	67	756	9%
27/10/2007	666	71	737	10%
28/10/2007	666	77	743	10%
29/10/2007	650	81	731	11%
30/10/2007	635	89	724	12%
31/10/2007	639	94	733	13%

**3.2.2 Resultados de presión de fondo fluente.** Finalmente, teniendo los valores diarios de la presión de entrada de la bomba en Psia (PIP), la profundidad en TVD del sensor de la bomba en Pies (PB), la profundidad en TVD media de perforados en pies y el BS&W, se calcula la presión de fondo fluente (Pwf) día a día para cada pozo.

A continuación en el **Cuadro 7** se muestran los resultados obtenidos de cada variable junto con el valor de Pwf en el mes de Diciembre de 2015, para el pozo HCL-84. Los resultados completos de presión de fondo fluente para el pozo HCL-84, se muestran en el **Anexo A**.

**Cuadro 7.** Resultado Pwf mes de diciembre 2015 Pozo HCL-84.

FECHA	BPPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	PB	Pwf
01/12/2015	161	684	845	81%	445	445	3.911	532
02/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3.911	532
03/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3.911	532
04/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3.911	532
05/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3.911	532
06/12/2015	155	672	827	81%	445	445	3.911	532
07/12/2015	160	673	833	81%	442	442	3.911	529
08/12/2015	164	690	854	81%	0	442	3.911	529
09/12/2015	156	657	813	81%	0	442	3.911	529
10/12/2015	157	661	818	81%	0	442	3.911	529
11/12/2015	161	676	837	81%	0	442	3.911	529
12/12/2015	161	676	837	81%	0	442	3.911	529
13/12/2015	164	690	854	81%	0	442	3.911	529
14/12/2015	159	667	826	81%	0	442	3.911	529
15/12/2015	164	688	852	81%	0	442	3.911	529
16/12/2015	160	674	834	81%	0	442	3.911	529
17/12/2015	162	681	843	81%	0	442	3.911	529
18/12/2015	157	659	816	81%	0	442	3.911	529
19/12/2015	164	688	852	81%	0	442	3.911	529
20/12/2015	164	688	852	81%	0	442	3.911	529
21/12/2015	164	688	852	81%	0	442	3.911	529
22/12/2015	167	703	870	81%	0	442	3.911	529
23/12/2015	154	699	853	82%	0	442	3.911	529
24/12/2015	156	712	868	82%	0	442	3.911	529
25/12/2015	156	712	868	82%	0	442	3.911	529
26/12/2015	156	712	868	82%	0	442	3.911	529
27/12/2015	153	714	867	82%	0	442	3.911	529
28/12/2015	153	714	867	82%	0	442	3.911	529
29/12/2015	153	714	867	82%	0	442	3.911	529
30/12/2015	147	684	831	82%	0	442	3.911	529
31/12/2015	153	714	867	82%	0	442	3.911	529

Todo el procedimiento explicado anteriormente se debe hacer para los 84 pozos productores del Campo Ocelote, igualmente desde su inicio de producción hasta el 31 de Diciembre de 2015.

Análisis del resultado de presión de fondo fluyente en los pozos productores del Campo Ocelote

La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que es necesario proporcionar energía externa para levantar la columna de fluido desde el yacimiento hasta el centro de producción.

En el Campo Ocelote el cual produce por empuje de acuífero y donde el método de levantamiento artificial, utilizado para proporcionar la energía externa, es el Bombeo Electrosumergible, la presión de yacimiento respecto a la presión de fondo fluyente siempre será mayor, debido a la caída de presión en el medio poroso. Por otro lado, para que los fluidos puedan ascender de forma más fácil, la presión de fondo fluyente deberá ser menor a la del yacimiento.

La presión de fondo fluyente siempre va a ser mayor que la presión a la entrada de la bomba, ya que para encontrar la  $P_{wf}$ , se le debe adicionar al valor de PIP, la gravedad específica del fluido en relación con el punto medio de perforados y la profundidad de la bomba. Todas estas variables necesarias, debido a que se debe considerar la gravedad específica del fluido que la presión de fondo fluyente debe levantar desde el punto medio de perforados hasta la profundidad de la bomba.

Los resultados obtenidos a través del estudio de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente de los pozos productores del Campo Ocelote, tiene el comportamiento esperado a un yacimiento con empuje de acuífero activo y el sistema de levantamiento ESP, ya que un reservorio que produce por medio de acuífero activo, tiende a mantener la presión de yacimiento. Sin embargo hay excepciones en algunas zonas del Campo Ocelote, donde se presentan fenómenos geológicos y hay variaciones de los datos de presión de yacimiento promedio a lo largo de la extensión del Bloque Guarrojo.

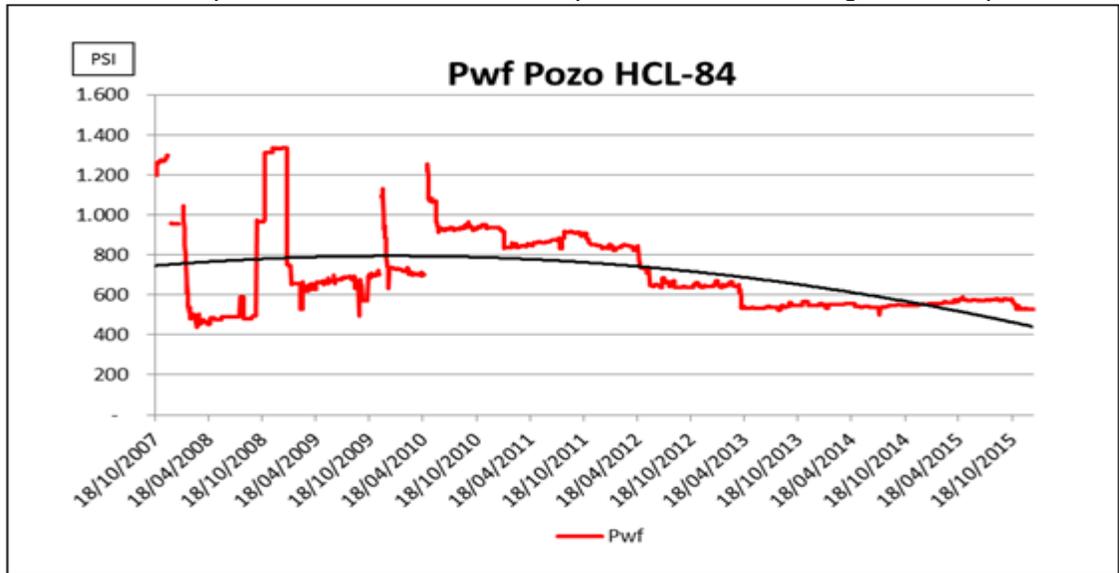
Los resultados de presión de fondo fluyente, fueron elaborados usando la herramienta Excel, esto permitió hacer más eficiente el cálculo dinámico de las presiones de los 84 pozos del Campo Ocelote.

A continuación en la **Gráfica 7**, se muestra el comportamiento de la presión de fondo fluyente del pozo tomado de referencia (HCL-84) a lo largo del tiempo, se evidencia que desde su inicio de producción hasta el mes de abril de 2010, el comportamiento de la  $P_{wf}$  no ha sido uniforme debido a que ha sido intervenido continuamente. Desde el mes de octubre de 2010, la presión de fondo fluyente empieza a tener un comportamiento constante, aun así va disminuyendo con el tiempo debido a que se hacen incrementos de frecuencia en la bomba BES.

Esta tendencia en la cual la presión de fondo fluyente disminuye con el tiempo, ocurre en todos los pozos productores del Campo Ocelote, y es el comportamiento normal que se espera, al ir aumentando la frecuencia de la bomba electro sumergible a lo largo del tiempo de producción.

En general el comportamiento de la presión de fondo fluyente, está directamente relacionado con la presión a la entrada de la bomba, ya que como se ha mencionado anteriormente, dependiendo de los cambios de frecuencia que se le aplique a la bomba BES, está va a variar; ya sea que hayan incrementos de la frecuencia en la bomba en donde la PIP disminuye y así mismo la Pwf; por el contrario si la frecuencia de la bomba disminuye, la presión de entrada y la presión de fondo fluyente aumentará.

**Gráfica 7.** Comportamiento de la Pwf en el pozo HCL-84 a lo largo del tiempo.

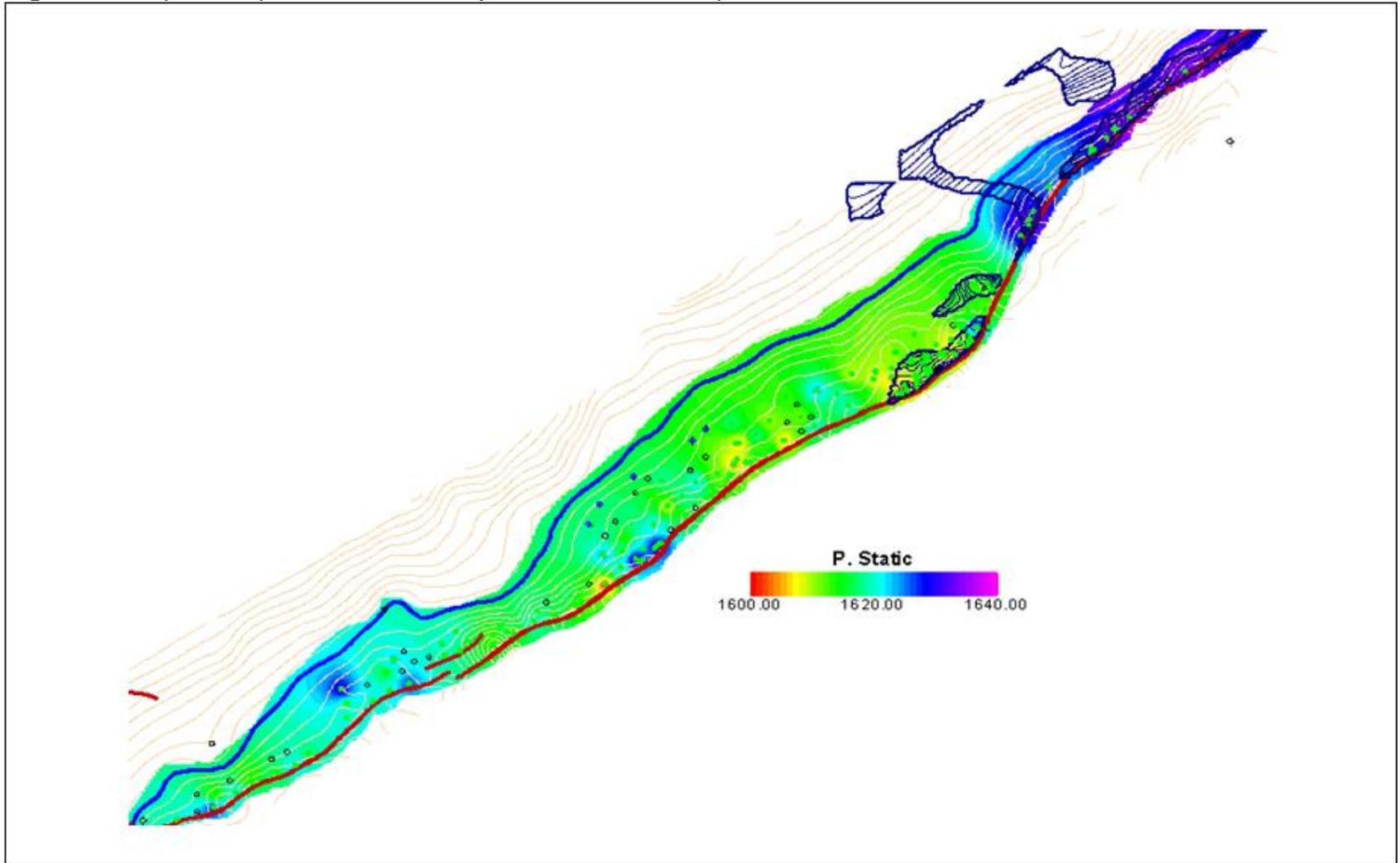


Existen dos áreas dentro de la extensión del yacimiento donde hay cambios en la presión promedio del yacimiento. La primera zona con cambio, es la zona norte del Campo Ocelote ubicada en la parte superior de la **Figura 12**. Esta zona, representada con tonalidades azules en el campo, se caracteriza por el aumento de 15 psi en la presión promedio del yacimiento, esto se debe a que el área está menos desarrollada con respecto a la extensión restante del Campo Ocelote.

Los pozos de esta zona producen un aceite de grados API mayor (23 °API para C7 y 25 °API para C5) en relación al petróleo producido por el resto de los pozos, esto ocasiona un aumento de presión en los pozos del Campo Ocelote y se presume que esto se debe a una compartimentalización diferente en esta área del Campo Ocelote.

En la zona sur del campo, hay un aumento de 10 psi en la presión promedio de yacimiento. Este aumento se debe a que los pozos están completados en las arenas C7, y al estar más cercanas al acuífero, presenta valores de presión mayores. El origen del cambio presión se debe a las capas del reservorio, estas capas tienen comunicación con el resto del yacimiento, pero debido al ángulo de plegamiento hay un aumento de presión en este punto.

**Figura 12.** Mapa de la presión estática del yacimiento en el Campo Ocelote. Diciembre 2015.



Fuente: HOCOL S.A.

## 4. IMPLEMENTACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA GENERAR SATURACIONES ACTUALES DE PETRÓLEO

En este capítulo, se implementará el procedimiento para generar saturaciones dinámicas por pozo usando permeabilidades relativas.

### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso para generar saturaciones dinámicas tiene como objetivo principal encontrar un vínculo entre las saturaciones de los fluidos y el tiempo, a partir de diferentes aspectos y variables como las permeabilidades relativas y tasas de producción de cada pozo productor del Campo Ocelote.

Para el respectivo cálculo de la saturación de petróleo actual en los pozos productores, es fundamental tener en cuenta tanto la producción y la presión de fondo fluyente (hallada en el capítulo anterior) de cada pozo así como el comportamiento PVT del yacimiento del campo y las curvas de permeabilidad relativa.

Es importante tener en cuenta que para el desarrollo del proceso mencionado, solo se considera la presencia de dos fases libres en el yacimiento. En este caso para el Campo Ocelote, se trabajó con agua y petróleo, ya que el yacimiento es subsaturado y no tiene presencia de gas.

**4.1.1 Análisis PVT.** Un análisis PVT, consiste en el estudio del comportamiento del volumen de los fluidos de un yacimiento a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Este tipo de estudio se realiza desde el principio de la vida productiva de un yacimiento y es indispensable para la correcta caracterización del mismo, así como para su explotación, mantenimiento y en general es necesaria para las diferentes actividades de ingeniería.

Las propiedades de un fluido a mencionar a continuación, son obtenidas a partir de un análisis PVT

- Factor volumétrico del aceite ( $b_o$ ).
- Relación gas en solución ( $R_s$ ).
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica ( $c_o$ ).
- Densidad del aceite ( $\rho_o$ ).
- Densidad del gas ( $\rho_g$ ).
- Factor volumétrico del gas ( $b_g$ ).
- Coeficiente de compresibilidad del gas ( $z$ ).
- Coeficiente de expansión térmica ( $\alpha_o$ ).

- Viscosidad del aceite ( $\mu\text{o}$ ).
- Viscosidad del gas ( $\mu\text{g}$ ).
- Composición del aceite y del gas.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el Campo Ocelote no produce gas, es por esto que las propiedades relacionadas a este fluido no son tenidas en cuenta en el estudio del PVT.

A continuación se describirán brevemente las propiedades obtenidas del PVT, a utilizar en el proceso.

**4.1.1.1 Factor volumétrico de formación del aceite ( $B_o$ ).** Según Escobar<sup>44</sup>, es un factor que representa el volumen de petróleo en el yacimiento (más su gas en solución), requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie.

**4.1.1.2 Factor volumétrico de formación del agua ( $B_w$ ).** Es la relación que existe entre el volumen que ocupa el agua a condiciones determinadas de presión y temperatura con respecto al volumen que ocupa el agua (más su gas en solución) condiciones normales.

**4.1.1.3 Viscosidad del aceite ( $\mu\text{o}$ ).** Según Escobar, es la medida de la resistencia del petróleo al flujo, medida en centipoises (cP,  $\text{gr}/\text{cm}^*\text{seg}$ ).

**4.1.1.4 Viscosidad del agua ( $\mu\text{w}$ ).** Según Escobar, es la medida de la resistencia del agua al flujo, medida en centipoises (cP,  $\text{gr}/\text{cm}^*\text{seg}$ ).

Debido a que las formaciones productoras del Campo Ocelote Unidad C7 y Unidad C5, se comportan de manera similar, con el resultado del PVT de un pozo, en este caso el del Pozo HCL-84, con la Formación Carbonera Unidad C7, se puede calcular la saturación actual de petróleo para los 84 pozos productores del Campo Ocelote.

A continuación se presenta el PVT de referencia (**Tabla 9 y 10**), correspondiente al Pozo HCL-84, con las variables necesarias tenidas en cuenta en el proceso (presión, factor volumétrico del aceite, factor volumétrico del agua, viscosidad del aceite y viscosidad del agua).

---

<sup>44</sup> ESCOBAR. Op., Cit., p.49.

**Tabla 9.** PVT del aceite, pozo HCL-84 Formación Carbonera C7.

Pozo	Press, psig	Press, psia	Bo (RB / STB)	Oil Visc, cP
HCL-84	80	95	1,038	8,724
HCL-84	167	182	1,041	8,078
HCL-84	200	215	1,041	8,073
HCL-84	300	315	1,04	8,099
HCL-84	400	415	1,039	8,179
HCL-84	500	515	1,039	8,262
HCL-84	600	615	1,038	8,350
HCL-84	700	715	1,038	8,441
HCL-84	800	815	1,037	8,535
HCL-84	900	915	1,036	8,634
HCL-84	1.000	1.015	1,036	8,767
HCL-84	1.630	1.645	1,032	9,447
HCL-84	2.000	2.015	1,03	9,888
HCL-84	3.000	3.015	1,025	11,201
HCL-84	4.000	4.015	1,021	12,656
HCL-84	5.000	5.015	1,016	14,226

Fuente: HOCOL S.A.

**Tabla 10.** PVT del aceite, pozo HCL-84 Formación Carbonera C7.

Presión (Psia)	Bw Res. Bbl/Stb	Mw cP
100	1,027	0,357
200	1,027	0,360
400	1,027	0,363
600	1,026	0,366
800	1,026	0,369
900	1,026	0,371
1.000	1,026	0,373
1.200	1,026	0,376
1.400	1,026	0,379
1.640	1,025	0,384
1.800	1,025	0,387
2.000	1,025	0,390
2.200	1,024	0,394
2.400	1,024	0,398
2.600	1,023	0,402
2.800	1,023	0,406
3.000	1,023	0,410
3.200	1,022	0,415
3.400	1,022	0,419
3.600	1,021	0,423
3.800	1,021	0,428
4.000	1,020	0,432
4.200	1,019	0,437
4.400	1,019	0,442
4.600	1,018	0,447

Fuente: HOCOL S.A.

Para encontrar cada una de las variables a través del tiempo, es necesario interpolar, teniendo en cuenta el valor de Pwf encontrado junto con el resultado del análisis PVT de la empresa. El resultado PVT, se inserta en una nueva pestaña llamada “PVT”, en el programa Excel.

Por ejemplo, para el caso del Pozo HCL-84, el día 18 de octubre de 2007, se obtuvo una Pwf de 1.257 Psia, como se debe encontrar el valor del factor volumétrico del agua a esta presión, se debe hallar este dato dentro del intervalo de los valores que se conocen en el PVT. El programa Excel realiza la interpolación automáticamente como se evidencia en el **Cuadro 8**, para encontrar el valor final de cada variable.

**Cuadro 8.** Interpolación realizada por excel para el pozo HCL-84.

=REDONDEAR(interpolador(I2;PVT!\$C\$4:\$C\$19;PVT!\$D\$4:\$D\$19);3)

	D	E	F	G	H	I	J
	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo
	119	5%	1165	1165	3880	1.257	1,034
	796	10%	1119	1119	3880	1.212	1,035
	739	9%	1125	1125	3880	1.218	1,035
	809	9%	1137	1137	3880	1.230	1,035
	743	9%	1137	1137	3880	1.229	1,035
	740	9%	1136	1136	3880	1.229	1,035
	739	9%	1106	1106	3880	1.199	1,035
	797	10%	1161	1161	3880	1.254	1,034
	756	9%	1162	1162	3880	1.254	1,034
	737	10%	1160	1160	3880	1.253	1,034
	743	10%	1167	1167	3880	1.260	1,034
	731	11%	1173	1173	3880	1.266	1,034
	724	12%	1171	1171	3880	1.264	1,034
	733	13%	1172	1172	3880	1.265	1,034
	738	12%	1172	1172	3880	1.265	1,034
	738	12%	0	1172	3880	1.265	1,034
	752	12%	1172	1172	3880	1.265	1,034
	744	12%	1170	1170	3880	1.263	1,034
	718	12%	1180	1180	3880	1.272	1,034
	688	12%	1183	1183	3880	1.276	1,034
	724	12%	0	1183	3880	1.276	1,034
	709	12%	0	1183	3880	1.276	1,034
	714	12%	1181	1181	3880	1.274	1,034
	727	12%	1181	1181	3880	1.274	1,034
	707	12%	1181	1181	3880	1.274	1,034
	723	13%	1179	1179	3880	1.272	1,034
	710	12%	1178	1178	3880	1.271	1,034

PIP | Input Pwf | Surveys | PVT | **Tabla Kr** | Preparación

El **Cuadro 8** presentado anteriormente, representa la plantilla utilizada en Excel en donde se tienen todas las variables encontradas a lo largo de los capítulos, y las

pestañas necesarias para el cálculo de la saturación actual de petróleo como la pestaña de “Surveys” y la pestaña de “PVT”.

Este mismo procedimiento se realiza para encontrar tanto el factor volumétrico del aceite y el agua, como la viscosidad de los mismos fluidos, así como se muestra en el **Cuadro 9**, para cierto período de tiempo.

**Cuadro 9.** Factor volumétrico del aceite y agua para el pozo HCL-84.

FECHA	Pwf	Bo	Bw	$\mu_o$	$\mu_w$
18/10/2007	1.257	1,034	1,026	9,029	0,377
19/10/2007	1.212	1,035	1,026	8,980	0,376
20/10/2007	1.218	1,035	1,026	8,986	0,376
21/10/2007	1.230	1,035	1,026	8,999	0,377
22/10/2007	1.229	1,035	1,026	8,999	0,377
23/10/2007	1.229	1,035	1,026	8,998	0,376
24/10/2007	1.199	1,035	1,026	8,965	0,376
25/10/2007	1.254	1,034	1,026	9,025	0,377
26/10/2007	1.254	1,034	1,026	9,026	0,377
27/10/2007	1.253	1,034	1,026	9,024	0,377
28/10/2007	1.260	1,034	1,026	9,032	0,377
29/10/2007	1.266	1,034	1,026	9,038	0,377
30/10/2007	1.264	1,034	1,026	9,036	0,377
31/10/2007	1.265	1,034	1,026	9,037	0,377
01/11/2007	1.265	1,034	1,026	9,037	0,377
02/11/2007	1.265	1,034	1,026	9,037	0,377
03/11/2007	1.265	1,034	1,026	9,037	0,377
04/11/2007	1.263	1,034	1,026	9,035	0,377
05/11/2007	1.272	1,034	1,026	9,045	0,377
06/11/2007	1.276	1,034	1,026	9,049	0,377
07/11/2007	1.276	1,034	1,026	9,049	0,377
08/11/2007	1.276	1,034	1,026	9,049	0,377
09/11/2007	1.274	1,034	1,026	9,047	0,377
10/11/2007	1.274	1,034	1,026	9,047	0,377
11/11/2007	1.274	1,034	1,026	9,047	0,377
12/11/2007	1.272	1,034	1,026	9,045	0,377

**4.1.2 Curvas de permeabilidad relativa.** Como se definió anteriormente, permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de

fluidos<sup>45</sup>, por lo que la medida de la permeabilidad de una formación va a depender de la composición de la misma.

Existen diferentes ecuaciones que trataron de definir la permeabilidad, del movimiento de fluidos a través de medios porosos consolidados y no consolidados, tal como la ecuación de Fanning, que definía un flujo turbulento de un fluido viscoso.

A través de diferentes experimentos, se intentó utilizar la ecuación de Poisuille para definir el flujo a través de una roca porosa. En el experimento se tomaron en cuenta una serie de capilares de longitud L. Si estos tubos están interconectados y no son tubos individuales a lo largo de la longitud L, entonces la derivación será la interconexión de flujo de los canales.<sup>46</sup>

Posteriormente se pretendía formular una ecuación en términos del diámetro del poro de la roca. Por lo que se usó la ecuación de Fanning para flujo turbulento y viscoso. Por el contrario para flujo en arenas consolidadas se encontró una expresión que relaciona el factor de fricción F utilizando el número de Reynolds. Posteriormente se creó la necesidad de crear una única relación para areniscas consolidadas y no consolidadas, y además de esto, clasificar las rocas por tamaño promedio de grano sin importar si son o nos consolidadas; como esto no es posible se hizo necesario buscar otra expresión para definir la permeabilidad.

En el año de 1856, Henry Darcy, un hidráulico francés, investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para purificar el agua (**Figura 13**). Como resultado de las observaciones del movimiento del fluido en el filtro, Darcy formuló la ecuación para definir el volumen de fluido vertical de agua (**Ecuación 10**).

**Ecuación 10.** Ecuación básica de la ley de Darcy.

$$Q = KA \frac{h_1 - h_2}{L}$$

**Fuente:** Amyx , J., Bass, D & Whiting, R.  
Petroleum Reservoir Engineering. Mcgraw-Hill.  
1960. p. 68.

Dónde:

- Q representa la cantidad de volumen del flujo vertical de agua.
- A representa la sección transversal del filtro de arena.
- L representa la longitud del filtro de arena.

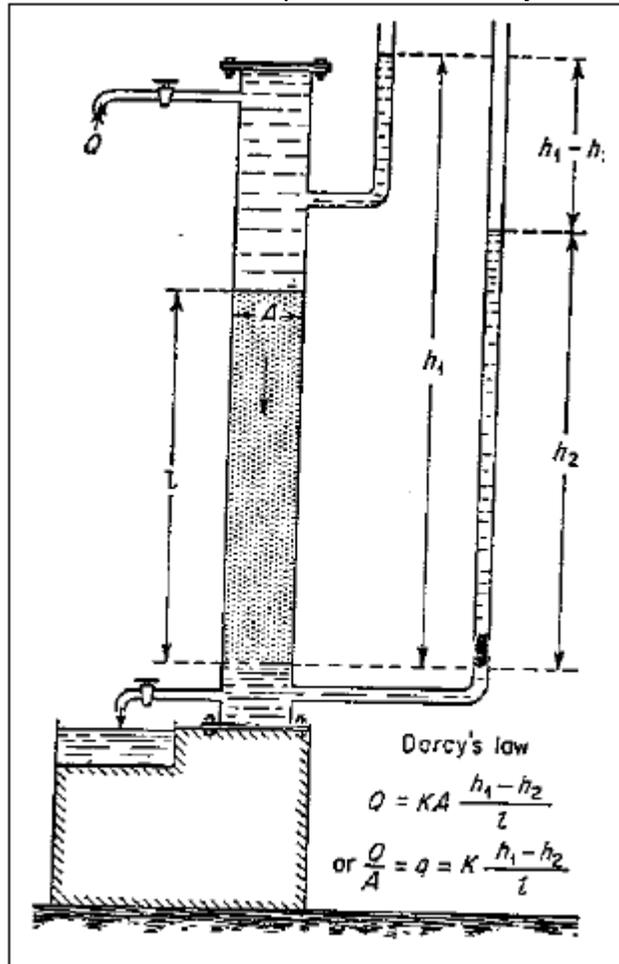
---

<sup>45</sup> Ibid., p. 51.

<sup>46</sup> Ibid., p. 51.

- $h_1$  y  $h_2$  son las alturas estándar de lectura del agua en los manómetros localizados a la entrada ( $h_1$ ) y a la salida ( $h_2$ ).
- $K$  es una constante de proporcionalidad y depende de las características del empaque de arena.

**Figura 13.** Esquema del sistema del filtro de arena usado en el experimento de Darcy.



**Fuente:** Amyx, J., Bass, D & Whiting, R. Petroleum Reservoir Engineering. McGraw-Hill. 1960. p. 68.

Una de las restricciones de la Ley de Darcy, es que los empaques de arena estaban saturados totalmente con agua, posteriores investigaciones dedujeron que los términos de la ecuación de Darcy podrían ser ampliados para ser usado en otro tipo de fluidos, reescribiendo la constante de proporcionalidad  $K$  como  $k/\mu$ <sup>47</sup>. Donde  $k$  es una propiedad que depende solamente del tipo de roca y  $\mu$  se define como la viscosidad del fluido que fluye a través del medio poroso.

<sup>47</sup> AMYX, J, BASS, D, & WHITING, R. Op., Cit., p.67.

La ecuación general de Darcy (**Ecuación 11**) fue reformulada teniendo en cuenta viscosidad y tipo de fluido, y se nombra en el código API 27.

**Ecuación 11.** Ley general de Darcy.

$$v_s = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{dP}{ds} \frac{\rho g}{1,0133} \frac{dz}{ds} \times 10^{-6} \right)$$

**Fuente:** Amyx , J., Bass, D & Whiting, R. Petroleum Reservoir Engineering. Mcgraw-Hill. 1960. p. 67.

Dónde:

- $s$ : Distancia en la dirección del fluido, se toma de manera positiva y en centímetros
- $v_s$ : Volumen del flujo a través de una unidad de área del medio poroso en unidades de tiempo a lo largo del patrón de flujo S, sus unidades son cm/seg.
- $z$ : Coordenada vertical, considerada positiva de manera descendente, se toma en centímetros.
- $\rho$ : Densidad del fluido; gm/cc
- $g$ : Aceleración de la gravedad; 9,80665 cm/seg<sup>2</sup>
- $\frac{dP}{ds}$ : Gradiente de presión a lo largo de S.
- $\mu$ : Viscosidad del fluido en centipoise.
- $k$ : Permeabilidad del medio en Darcys.

La permeabilidad relativa se refiere a una adaptación de la ley de Darcy para flujo de más de una fase en el medio poroso, esta relación está definida como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido (aceite o agua para el Campo Ocelote) y la permeabilidad absoluta del fluido multifásico en condiciones de saturación igual a uno.

Para el correcto desarrollo del proceso, es necesario establecer la relación entre permeabilidades relativas, tasa de producción y propiedades PVT.

Los datos de permeabilidades relativas son típicamente mostrados en forma de curva, en función de las saturaciones de agua. Existen diferentes curvas de permeabilidad dependiendo del tipo de roca del yacimiento, el tipo de roca de un yacimiento ha de ser definido por el modelo petrofísico y así poder relacionar una curva de permeabilidad relativa a esta.

En el Campo Ocelote, el tipo de roca fue definido por el método de Winland 35, donde se delimitan las rocas en base al tamaño de garganta poral por presiones capilares por inyección de mercurio al 35%, y la respectiva presión capilar, los rangos de R35 se muestran en la **Tabla 11**.

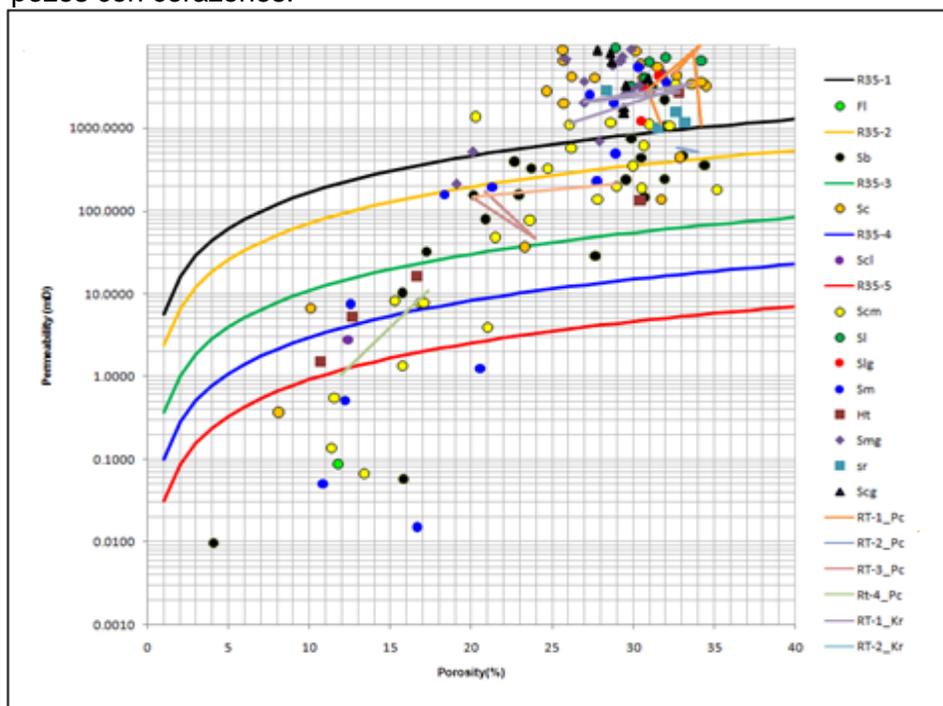
**Tabla 11.** Rangos en tamaño de garganta de poros.

RANGOS		
R35min	R35max	Porositones
	<0,7	Microporosidad
<b>&gt;=0,7</b>	<3	Mesoporosidad
<b>&gt;=3</b>	<9	Macroporosidad
<b>&gt;=9</b>	<15	Megaporosidad 1
<b>&gt;=15</b>	<35	Megaporosidad 2
<b>&gt;=35</b>		Megaporosidad 3

Fuente: HOCOL S.A.

La determinación de la roca de menor calidad es la más difícil de determinar el límite de la misma, debido a que es una mezcla en la cual se puede caer en dos extremos la de eliminar rocas que tienen una transmisibilidad y no permitir el movimiento de fluidos. La línea roja (**Gráfica 8**) corresponde al límite de la roca tipo 5 y la azul corresponde a un límite inicialmente establecido (R35 de 1,4), pero al realizar las corridas en simulación no fue exitoso.<sup>48</sup>

**Gráfica 8.** Porosidad vs. Permeabilidad de corazones Fm. C7 todos los pozos con corazones.



Fuente: HOCOL S.A.

<sup>48</sup> HOCOL S.A. Informe Técnico Anual., Op Cit., p.70.

La variable ACRT fue usada para determinar el tipo de roca en el yacimiento, la cual es calculada relacionando el tamaño de garganta de poro y la ecuación de Winland, mediante la **Ecuación 12**.

**Ecuación 12.** Ecuación de la variable ACRT.

$$ACR35 = 5,395 * \text{pow} (ACKEQ, 0,588) / \text{pow} (100 * ACPHIE, 0,864)$$

Fuente: HOCOL S.A.

Dónde:

- Pow es Rango de tamaño de poro.
- ACKEQ es Logaritmo base diez de la permeabilidad.
- ACPHIE es Logaritmo base diez de la porosidad.

A partir de una revisión detallada se obtiene una porosidad final máxima de 32%, una saturación de agua irreducible mínima del 12% y una permeabilidad máxima de 5.000 mD como límites petrofísicos.

Dicho en otras palabras el tipo de roca 1 puede integrarse con el tipo de roca 2, y en consecuencia se determinan 4 tipos de rocas con calidad de almacenadores de hidrocarburos y un tipo de roca que tiene un carácter de no yacimiento.<sup>49</sup>

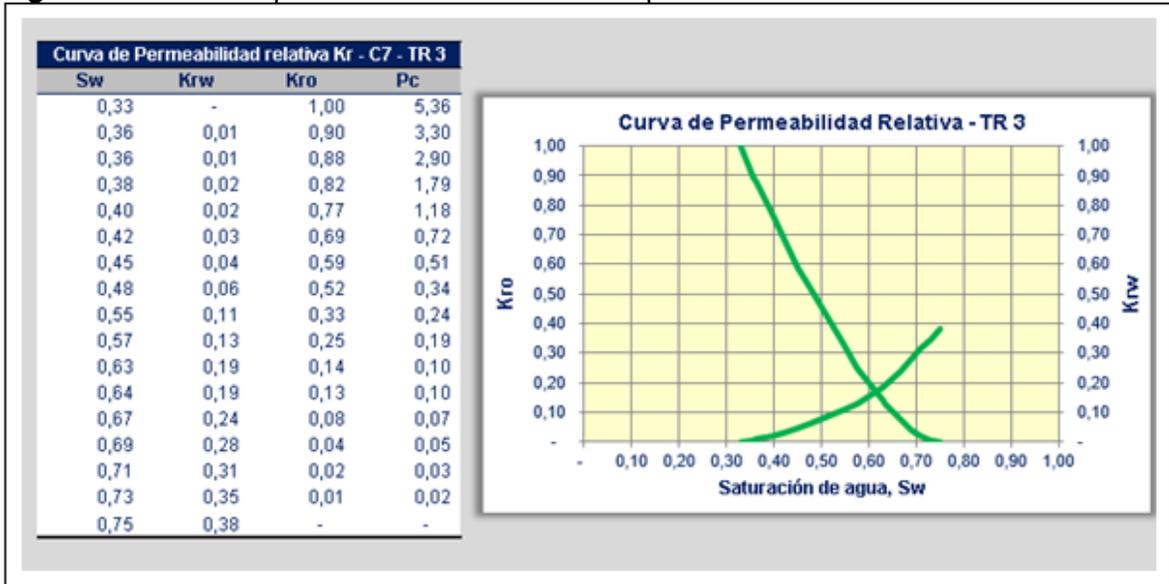
El tipo de roca promedio en el yacimiento del Campo Ocelote es tipo de roca tres (3), las curvas de permeabilidades relativas usadas para el desarrollo del método corresponden a las curvas que relacionan la permeabilidad relativa de la formación Carbonera C7 y solo este tipo de roca.

A continuación, un ejemplo de una curva (**Figura 14**) con las relaciones de permeabilidad relativas del agua y del aceite junto con los valores de saturación, que genera la respectiva curva de permeabilidad relativa para el tipo de roca de interés (roca tipo 3) de la formación productora del Campo Ocelote, proveniente de la base de datos de HOCOL S.A. Esta tabla se inserta en nueva pestaña en Excel llamada "Tabla Kr".

---

<sup>49</sup> Ibid., p. 70.

**Figura 14.** Curva de permeabilidad relativa roca tipo tres.



Fuente: HOCOL S.A.

En la pestaña “Preparación” de Excel utilizada, en donde se involucran todas las variables del proceso, se debe añadir una columna llamada “Krw/Kro”.

Se reescribe la **Ecuación 13** de Darcy para obtener los valores de esta columna así:

**Ecuación 13.** Relación Krw/Kro.

$$\frac{Krw}{Kro} = \frac{Qw \mu_w Bw}{Qo \mu_o Bo}$$

Fuente: HOCOL S.A.

Dónde:

- Krw es la permeabilidad relativa del agua.
- Kro es la permeabilidad relativa del aceite.
- Qw es el caudal de agua.
- Qo es el caudal de aceite.
- $\mu_w$  es la viscosidad del agua.
- $\mu_o$  es la viscosidad del aceite.
- $B_w$  es el factor volumétrico del agua.
- $B_o$  es el factor volumétrico del aceite.

**4.1.3 Saturación actual de petróleo.** Finalmente con cada una de las variables halladas, se procede a encontrar inicialmente el valor de saturación de agua a partir de la tabla con las relaciones de permeabilidad relativas del agua y del aceite junto con los valores de saturación, ya que a través de ella se va a interpolar para conseguir los valores de saturación de agua.

Por ejemplo, para el caso del Pozo HCL-84, como se debe encontrar el valor de la saturación de agua para cada valor de  $K_{rw}/K_{ro}$  hallado, se debe tener en cuenta la pestaña de "Tabla Kr". El programa Excel realiza la interpolación automáticamente como se evidencia en la siguiente imagen, para encontrar el valor final de cada variable. El **Cuadro 10** presenta la interpolación para encontrar el valor de  $S_w$ .

**Cuadro 10.** Interpolación para encontrar el valor de  $S_w$ .

=REDONDEAR(interpolación(N2;'Tabla Kr'!\$O\$54:\$O\$70;'Tabla Kr'!\$D\$54:\$D\$70);3)

I	J	K	L	M	N	O	P
wf	Bo	Bw	$\mu_o$	$\mu_w$	$K_{rw} / K_r$	$S_w$	
.257	1,034	1,026	9,029	0,377	0,002	0,340	
.212	1,035	1,026	8,980	0,376	0,005	0,351	
.218	1,035	1,026	8,986	0,376	0,004	0,349	
.230	1,035	1,026	8,999	0,377	0,004	0,349	
.229	1,035	1,026	8,999	0,377	0,004	0,348	
.229	1,035	1,026	8,998	0,376	0,004	0,348	
.199	1,035	1,026	8,965	0,376	0,004	0,349	
.254	1,034	1,026	9,025	0,377	0,004	0,350	
.254	1,034	1,026	9,026	0,377	0,004	0,348	
.253	1,034	1,026	9,024	0,377	0,004	0,350	
.260	1,034	1,026	9,032	0,377	0,005	0,351	
.266	1,034	1,026	9,038	0,377	0,005	0,353	
.264	1,034	1,026	9,036	0,377	0,006	0,356	
.265	1,034	1,026	9,037	0,377	0,006	0,357	
.265	1,034	1,026	9,037	0,377	0,005	0,354	
.265	1,034	1,026	9,037	0,377	0,006	0,355	
.265	1,034	1,026	9,037	0,377	0,005	0,355	
.263	1,034	1,026	9,035	0,377	0,006	0,356	
.272	1,034	1,026	9,045	0,377	0,006	0,355	
.276	1,034	1,026	9,049	0,377	0,006	0,355	
.276	1,034	1,026	9,049	0,377	0,005	0,355	
.276	1,034	1,026	9,049	0,377	0,005	0,355	
.274	1,034	1,026	9,047	0,377	0,006	0,355	
.274	1,034	1,026	9,047	0,377	0,005	0,354	
.274	1,034	1,026	9,047	0,377	0,005	0,355	
.272	1,034	1,026	9,045	0,377	0,006	0,357	
.271	1,034	1,026	9,043	0,377	0,006	0,355	

ducción | PIP | Input Pwf | Surveys | PVT | **Tabla Kr** | **Preparación**

Adicionalmente se debe tener en cuenta el valor de saturación residual del aceite ( $S_{or}$ ), conocido como la saturación de esta fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después del proceso de desplazamiento del petróleo.

Para este proceso se tiene en cuenta un valor de saturación residual del petróleo de 0,25, punto de referencia tomado del punto final de las curvas de permeabilidad relativa.

Finalmente para obtener el valor de saturación actual de petróleo se tiene la **Ecuación 14** presentada a continuación.

**Ecuación 14.** Saturación de petróleo.

$$S_o = 1 - S_{or} - S_w$$

Fuente: HOCOL S.A.

Dónde:

- $S_o$  es la saturación del aceite.
- $S_{or}$  es la saturación residual de petróleo.
- $S_w$  es la saturación del agua.

A continuación en el **Cuadro 11**, se presentan los resultados obtenidos de las saturaciones en el pozo HCL-84, en el mes de diciembre del año 2015. Los resultados de la saturación dinámica del pozo HCL-84, son presentados en el **Anexo A**.

**Cuadro 11.** Saturaciones en el mes de diciembre de 2015 para el pozo HCL-84.

<b>FECHA</b>	<b>BPPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BFPD</b>	<b>Sw</b>	<b>Sor</b>	<b>So</b>
01/12/2015	161	684	845	0,498	0,250	0,252
02/12/2015	160	697	857	0,500	0,250	0,250
03/12/2015	160	697	857	0,500	0,250	0,250
04/12/2015	160	697	857	0,500	0,250	0,250
05/12/2015	160	697	857	0,500	0,250	0,250
06/12/2015	155	672	827	0,499	0,250	0,251
07/12/2015	160	673	833	0,497	0,250	0,253
08/12/2015	164	690	854	0,497	0,250	0,253
09/12/2015	156	657	813	0,497	0,250	0,253
10/12/2015	157	661	818	0,497	0,250	0,253
11/12/2015	161	676	837	0,497	0,250	0,253
12/12/2015	161	676	837	0,497	0,250	0,253
13/12/2015	164	690	854	0,497	0,250	0,253
14/12/2015	159	667	826	0,497	0,250	0,253
15/12/2015	164	688	852	0,497	0,250	0,253
16/12/2015	160	674	834	0,498	0,250	0,252
17/12/2015	162	681	843	0,497	0,250	0,253
18/12/2015	157	659	816	0,497	0,250	0,253
19/12/2015	164	688	852	0,497	0,250	0,253
20/12/2015	164	688	852	0,497	0,250	0,253
21/12/2015	164	688	852	0,497	0,250	0,253
22/12/2015	167	703	870	0,497	0,250	0,253
23/12/2015	154	699	853	0,502	0,250	0,248
24/12/2015	156	712	868	0,503	0,250	0,247
25/12/2015	156	712	868	0,503	0,250	0,247
26/12/2015	156	712	868	0,503	0,250	0,247
27/12/2015	153	714	867	0,504	0,250	0,246
28/12/2015	153	714	867	0,504	0,250	0,246
29/12/2015	153	714	867	0,504	0,250	0,246
30/12/2015	147	684	831	0,504	0,250	0,246
31/12/2015	153	714	867	0,504	0,250	0,246

## **5. COMPORTAMIENTO DE LA SATUACIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO EN EL TIEMPO EN LOS POZOS DEL CAMPO OCELOTE**

En este capítulo, se presentará la variación de la saturación de petróleo en los pozos productores del Campo Ocelote, a través del tiempo, aplicando el software OFM.

### **5.1 SOFTWARE OFM**

Para identificar el comportamiento de la variación de saturaciones de petróleo a través del tiempo, se deben ingresar los resultados obtenidos en el software OFM. El software OFM por sus siglas en inglés Oil Field Manager, que traduce “manejo del campo petrolífero”, según Schlumberger, es un software de análisis de yacimiento y de pozo que facilita el acceso a información relevante para mejorar la gerencia de producción, yacimiento y seguimiento de reservas, desarrollado por la misma empresa mencionada (Schlumberger).

Este software posee herramientas como mapas de bases que presenta tendencia de producción, presiones de burbuja, análisis de declinación, entre otros, que permiten al profesional encargado reducción de tiempo en el análisis de las variables mencionadas, para un manejo eficiente de los campos de petróleo y/o gas en sus diferentes etapas, ya sea de exploración o producción.

OFM cuenta con una interfase de carga de Base de Datos (Microsoft Access), a través del cual permite realizar importaciones desde tablas de Excel. En el desarrollo del proceso de cálculo de saturaciones dinámicas de los pozos productores del Campo Ocelote, con ayuda del software, conociendo los valores se saturación de petróleo residual y saturación de petróleo y agua a través del tiempo, se puede realizar un gráfico que refleje la variación dinámica con el tiempo de esta variable.

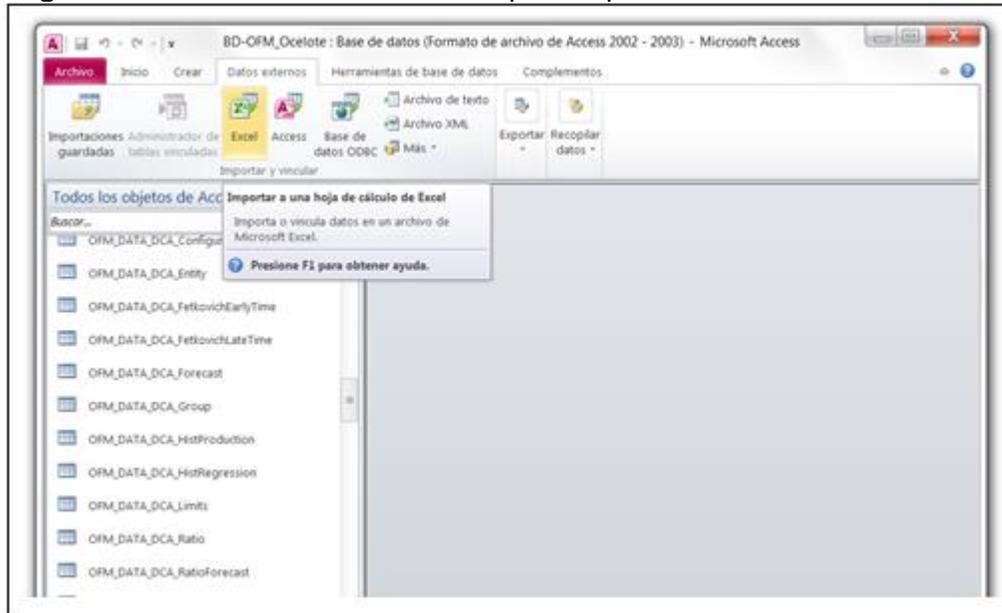
### **5.2 PROCEDIMIENTO EN SOFWTARE OFM**

A continuación se mostrará el procedimiento de importación de información del programa Microsoft Excel a Microsoft Access y de Microsoft Access a OFM, con el objetivo de analizar la saturación de petróleo en el tiempo y definir oportunidades de desarrollo en el campo a partir de visualización de zonas no drenadas.

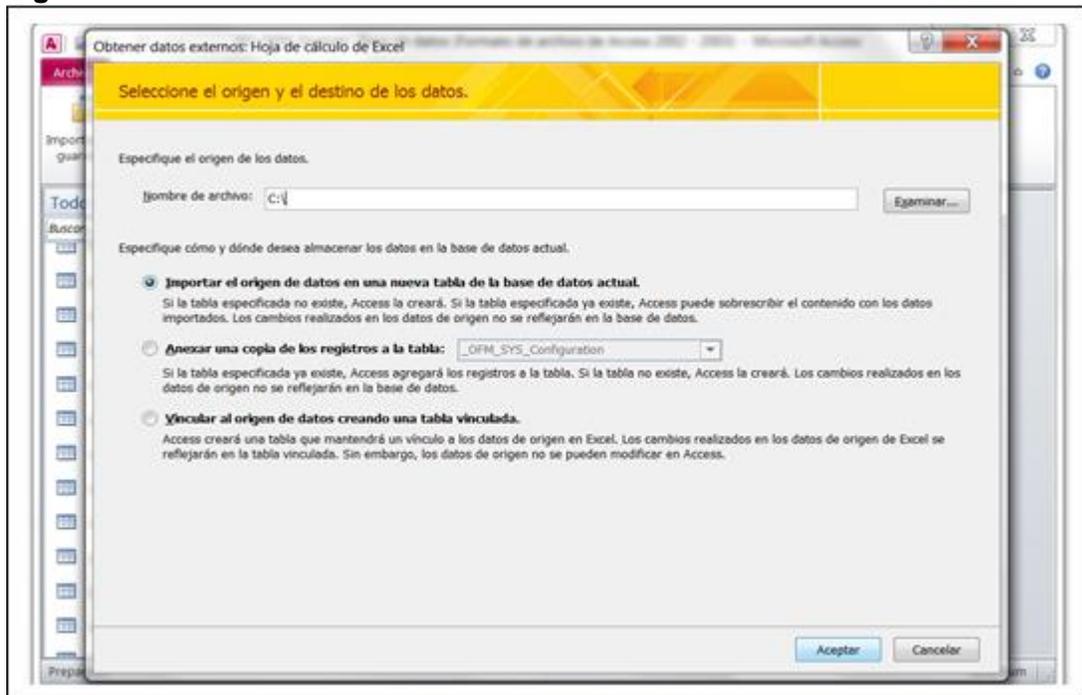
**5.2.1 Importación de información Excel a Microsoft Access.** Inicialmente se debe identificar el archivo en el programa Excel que se importará a la base de datos OFM. Para esto es importante nombrar la hoja en Excel, dado que así aparecerá en el software, por ejemplo: Si la hoja se llama “Sw”, y dentro de esta se encuentran variables como PIP, So, Sw, caudales, la variable que aparecerá para graficar será: “Sw.PIP” o “Sw.Qoil”.

Inicialmente se debe abrir el programa Microsoft Access. En la **Figura 15**, se muestra el paso inicial de importación. En “Datos externos”, se seleccionan “Excel” y se abre otra ventana que permite buscar y seleccionar el archivo (**Figura 16**)

**Figura 15.** Interfase Microsoft Access para importar tabla desde Excel.

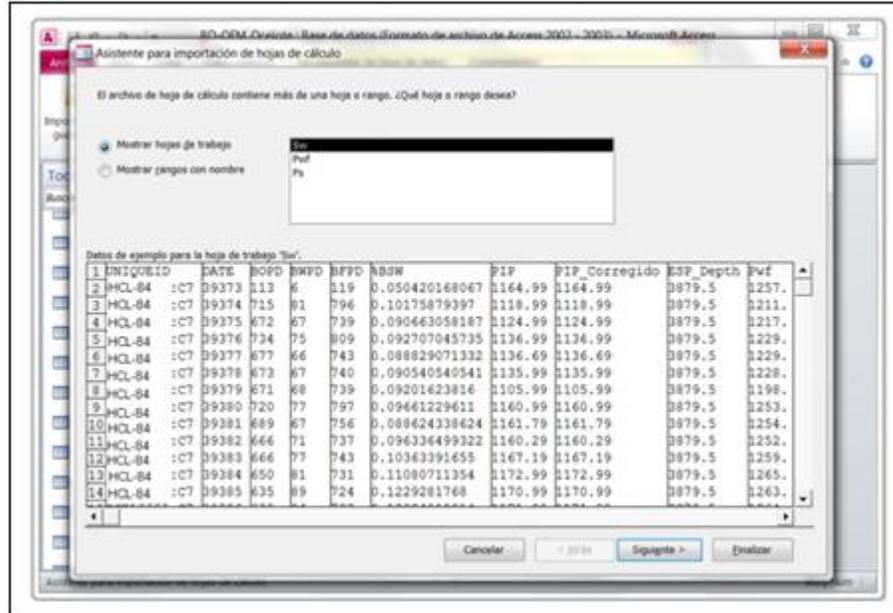


**Figura 16.** Obtener datos externos.



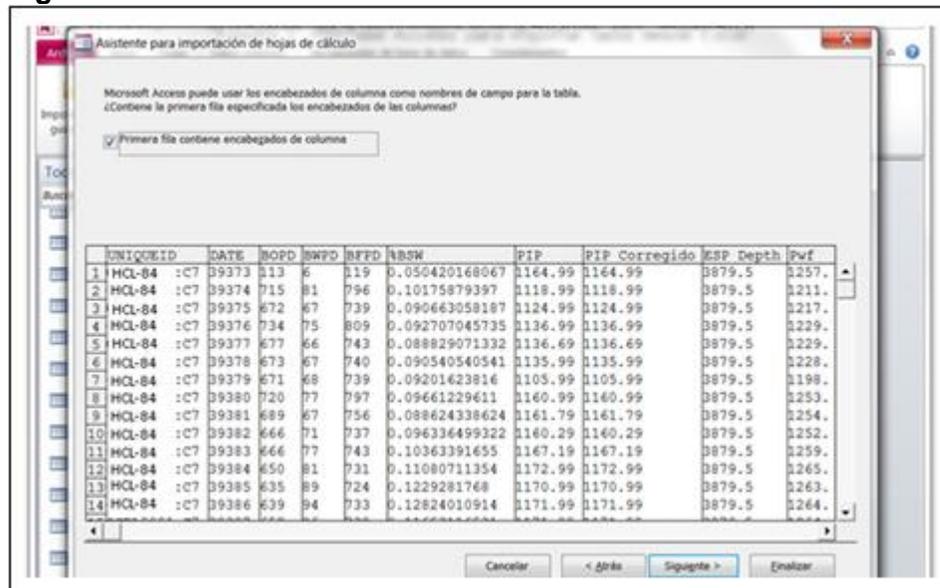
Una vez seleccionado el archivo, se selecciona aceptar y aparecerá otra ventana que permitirá seleccionar el nombre de la hoja "Sw", y posteriormente se selecciona "Siguiente". (Figura 17).

Figura 17. Asistente para importación de hojas de cálculo.



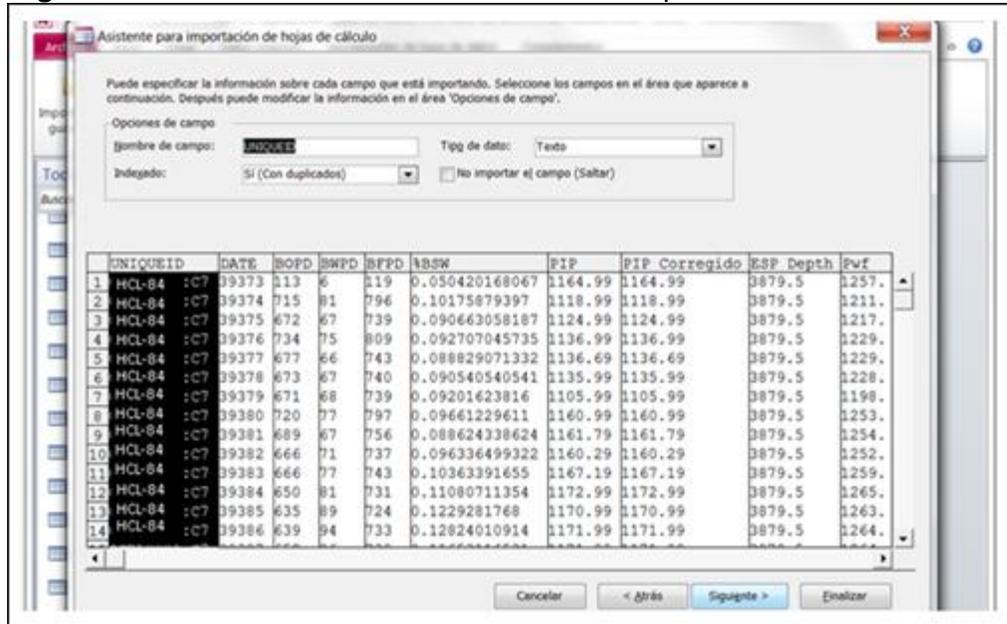
Es importante seleccionar "Primera fila contiene encabezados de columna", como se observa en la Figura 18, para así tener claridad del nombre de la variable de cada tabla.

Figura 18. Seleccionar "Primera fila contiene encabezados de columna".



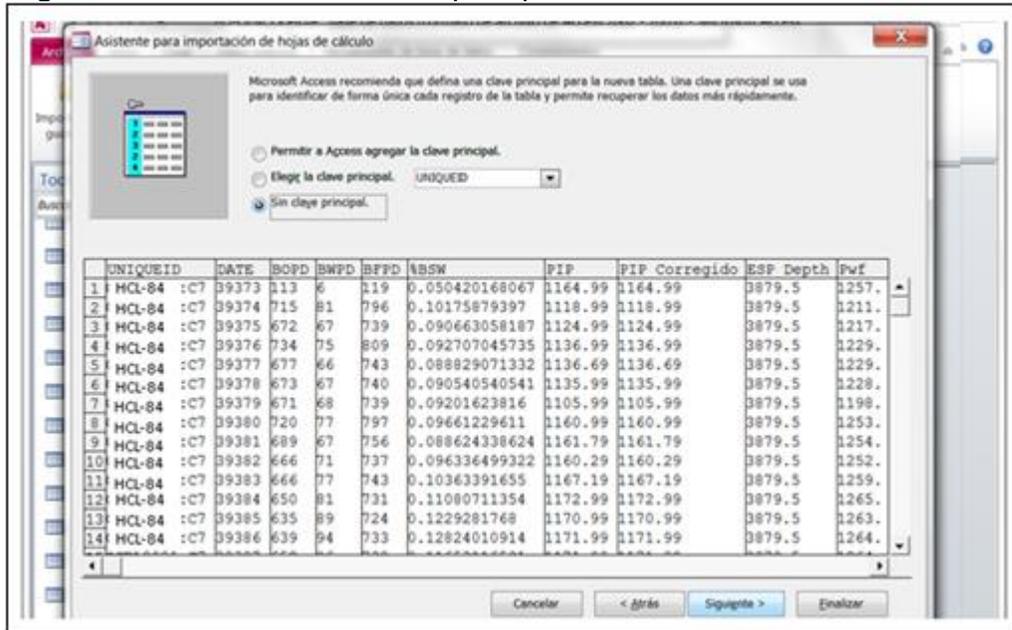
En el paso a seguir, (**Figura 19**), se deben definir los campos, es decir, asociar las variables a los nombres de los pozos.

**Figura 19.** Asociar variables a los nombres de los pozos.



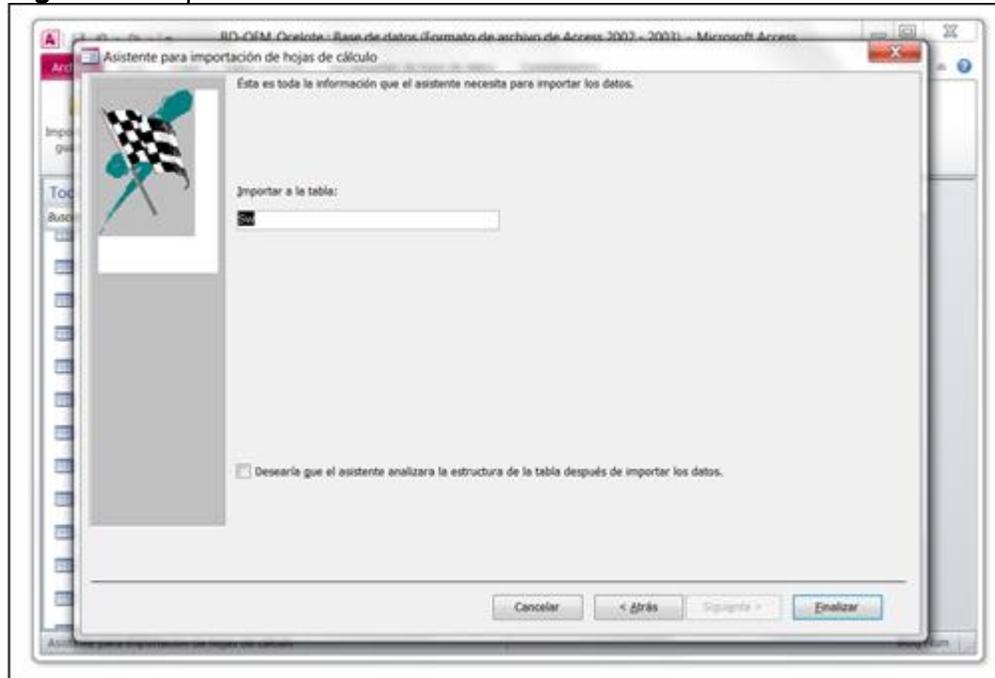
La **Figura 20**, muestra que es importante señalar “Sin clave principal” para que las variables se vinculen únicamente al nombre del pozo.

**Figura 20.** Seleccionar “Sin clave principal”.



En la **Figura 21**, se finaliza el proceso de importación, donde queda nombrada la tabla como “Sw”.

**Figura 21.** Importación de datos en Microsoft Access.



**5.2.2 Procedimiento para habilitar tabla en OFM.** Una vez importada la tabla en Microsoft Access, se procede a habilitarla en el software OFM, siguiendo los siguientes pasos.

Se debe abrir el software OFM y se selecciona la base de datos en donde se importó la tabla “Sw”. Una vez abierto el proyecto en OFM, se debe ingresar al Menú “Database”, y seleccionar “Schema Tables”, como se observa en la **Figura 22**.

A continuación se desplegará una ventana llamada “Edit Schema Tables” donde se observa que la tabla “Sw” está sin seleccionar. (**Figura 23**). En este caso se deberá seleccionar la variable “Sw.”

Figura 22. "Database".

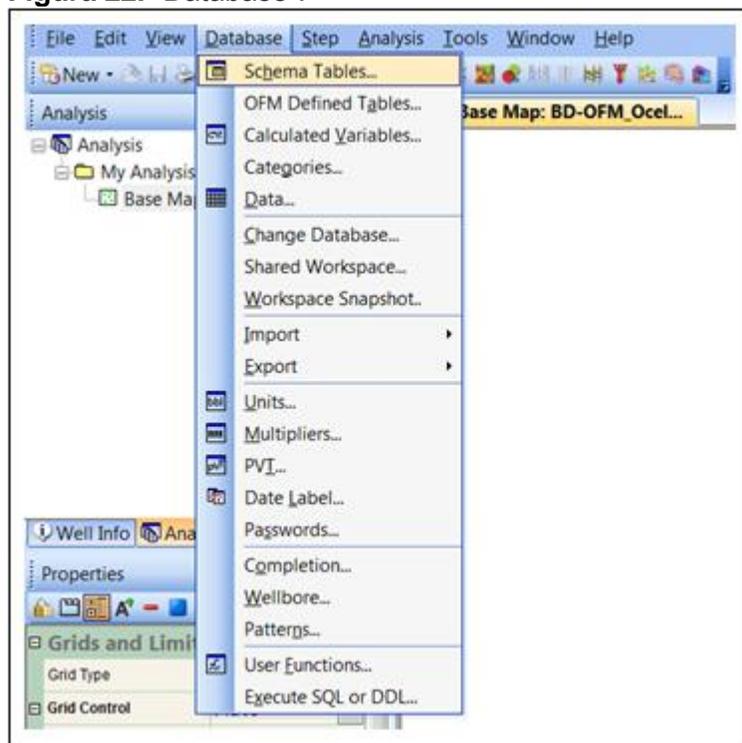
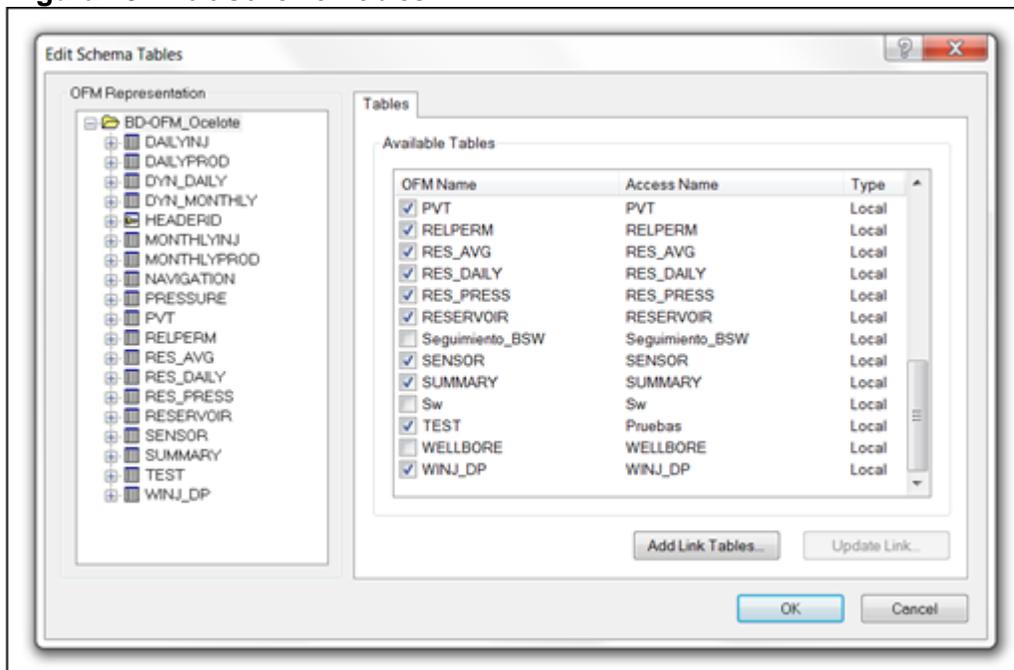


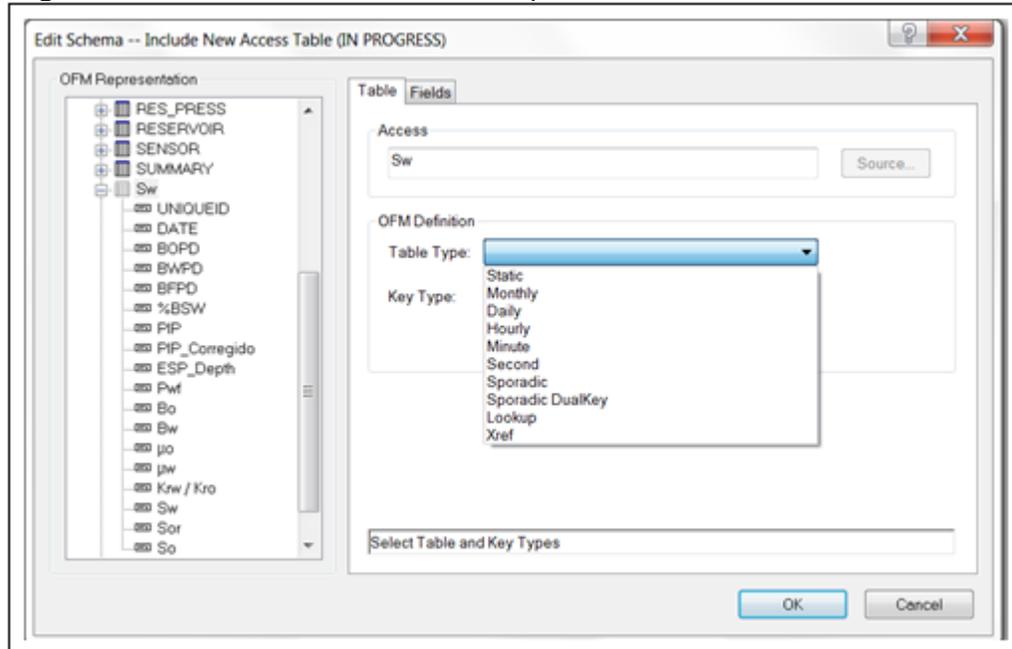
Figura 23. "Edit Schema Tables".



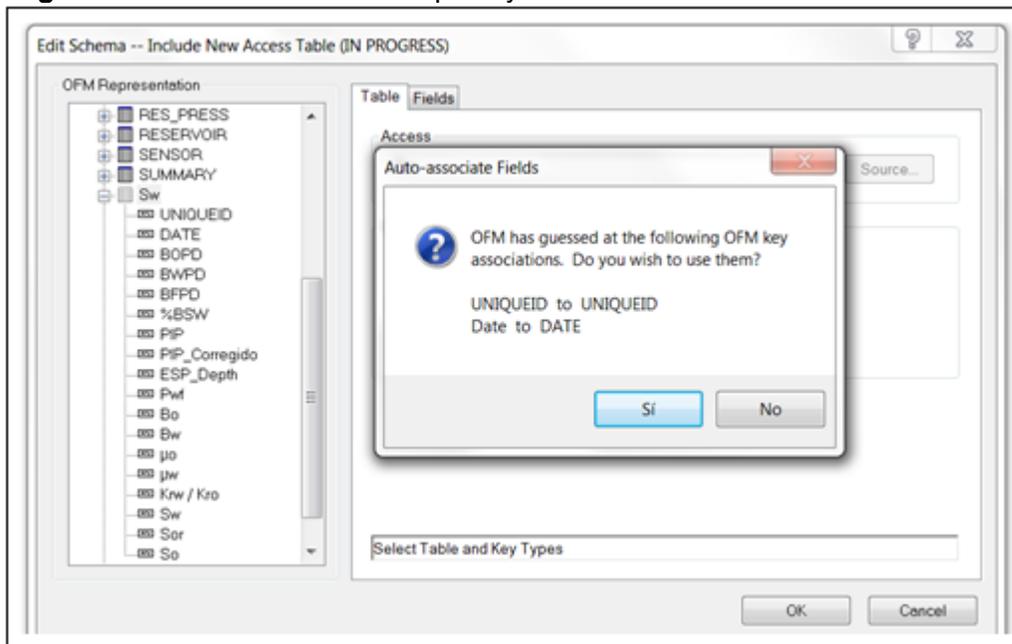
Una vez seleccionada la variable "Sw", aparecerá una ventana para definir el tipo de dato a importar, tal como se evidencia en la **Figura 24**. En este caso, para que

la variable esté asociada al nombre del pozo y a la fecha, se debe declarar como "Monthly". Seguidamente se debe seleccionar "Sí" y "Ok". (Figura 25).

**Figura 24.** Definición de la variable a importar.

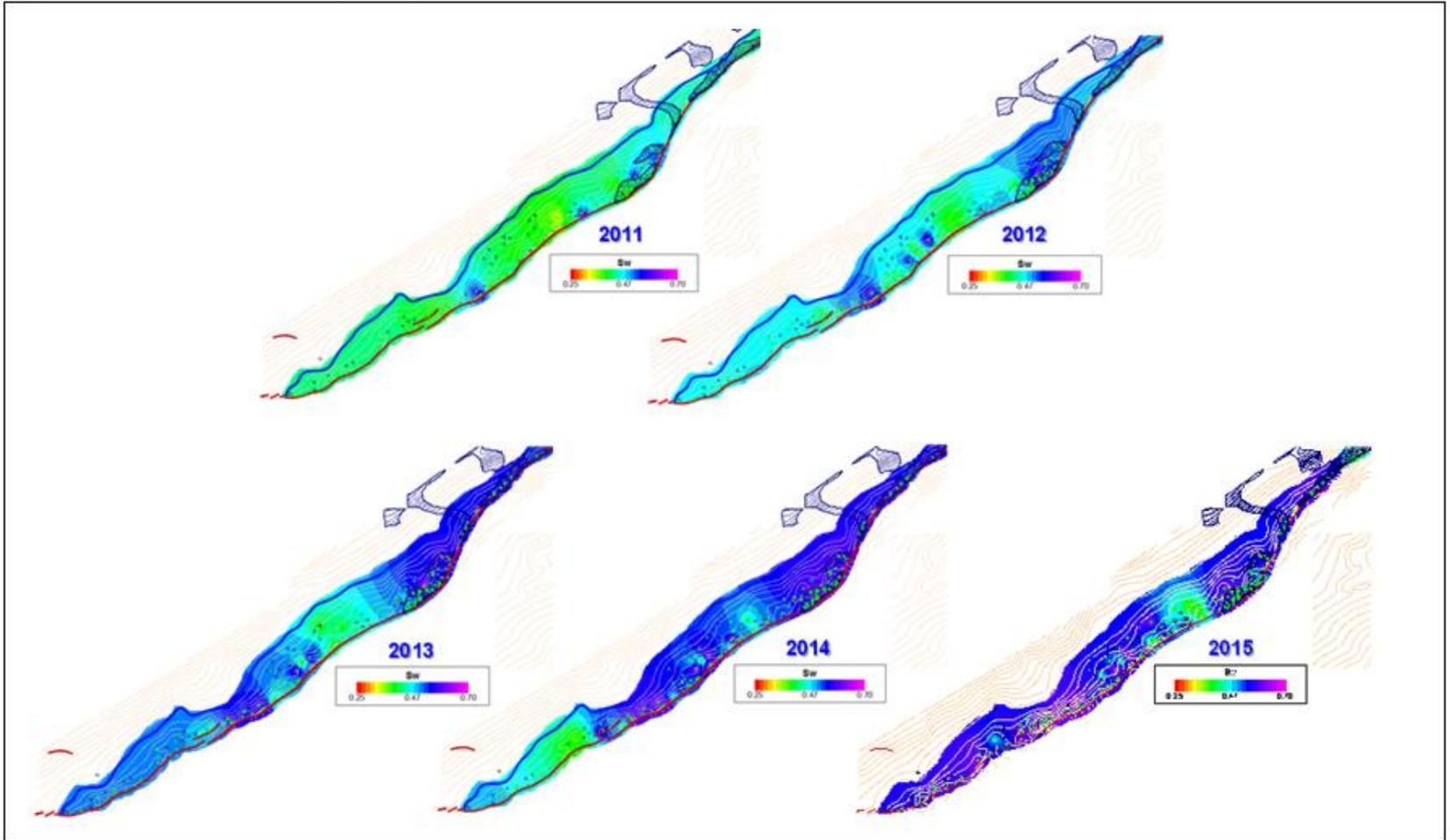


**Figura 25.** Asociar la variable al pozo y a la fecha.





**Figura 27.** “Time Motion Study”. Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2011 a 2015.



## 6. AJUSTE DEL MODELO DE ASEGURAMIENTO DE LA COMPAÑÍA CON BASE EN EL RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE SATURACIONES DE PETRÓLEO

En este capítulo se valida la metodología del proyecto mediante el ajuste al modelo petrofísico actual del Campo Ocelote de la Compañía HOCOL S.A

### 6.1 MODELO PETROFÍSICO

El modelo de aseguramiento de la Compañía HOCOL S.A. se refiere al modelo petrofísico que se ha modelado en los diferentes bloques en donde se exploten hidrocarburos. Estos modelos petrofísicos permiten un mejor modelamiento y ajuste al comportamiento del yacimiento para su correcta explotación.

Una buena caracterización del yacimiento permite obtener un modelo petrofísico preciso, logrando mejores predicciones al momento de la explotación de hidrocarburos en un reservorio. El proceso de caracterización consiste en la interpretación de los datos petrofísicos obtenidos de diferentes estudios que se han realizado al yacimiento, como toma de registros y toma de núcleos.

Un modelo petrofísico, usualmente representa un conjunto de ecuaciones, algoritmos u otros procesos matemáticos<sup>50</sup>, con el cual se pueden realizar diferentes cálculos y así poder determinar las propiedades petrofísicas del yacimiento, como:

- Volumen de arcilla ( $V_a$ ).
- Porosidad efectiva ( $\phi$  efectiva).
- Porosidad total ( $\phi$  total).
- Permeabilidad ( $K$ ).
- Permeabilidad relativa ( $K_r$ ).
- Saturación de aceite ( $S_o$ ).
- Saturación de agua ( $S_w$ ).

Algunas de estas propiedades sufren cambios constantes debido a la continua explotación del yacimiento, por esta razón el modelo petrofísico ha de ser ajustado con datos resultantes del estudio de núcleos provenientes de la formación, datos de producción en conjunto con estudios de presión, y otros estudios complementarios que se realicen al yacimiento, como toma de registros en nuevos pozos perforados.

---

<sup>50</sup> ESCOBAR MACUALO. Op., Cit., p.292.

El modelamiento petrofísico se realiza con los datos disponibles, por lo que con el presente proyecto se pretende ajustar el modelo petrofísico actual de la compañía a través de la determinación de saturación de petróleo actual usando datos de producción dinámica y pruebas de presión realizadas en el Campo Ocelote.

**6.1.1 Modelo petrofísico en el Campo Ocelote.** Los diferentes trabajos que se han realizado para la definición del análisis petrofísico y la posterior construcción del modelo petrofísico, fueron realizados para los Campos Ocelote y Guarrojo, ya que se encuentran en el mismo bloque (Bloque Guarrojo). Para este estudio se evaluaron en total 42 pozos de los más de 90<sup>51</sup> perforados en el bloque Guarrojo.

Como el Campo Ocelote produce de dos arenas diferentes de la formación Carbonera, se usaron diferentes pozos para definir la petrofísica de cada formación. Para la formación Carbonera C7, se usaron los pozos HCL-88, HCL-86, HCL-85, HCL- 83, HCL-81, HCL-78, HCL-23 (**Figura 28**). Estos siete pozos cuentan con tomas de núcleos y análisis en laboratorio.

Para el proceso de toma de núcleos se tomó una sección de roca proveniente de cada pozo a cierta profundidad (usualmente a la profundidad de la arena productora), donde se logra mantener las estructuras geológicas y características petrofísicas, permitiendo realizar estudios detallados y logrando establecer parámetros petrofísicos en conjunto con los análisis de laboratorio de rutina y especiales y set de registros eléctricos básicos completos como:

- Gamma Ray.
- Sp.
- Caliper.
- Resistividad.
- Densidad.
- Neutrón.

Una vez establecido el modelo de análisis de núcleos con los pozos seleccionados, se extrapolo el modelo a los demás pozos del campo que penetraban la Formación Carbonera C7 y que contaban con registros de Gamma Ray, resistividad y al menos un registro de porosidad.<sup>52</sup>

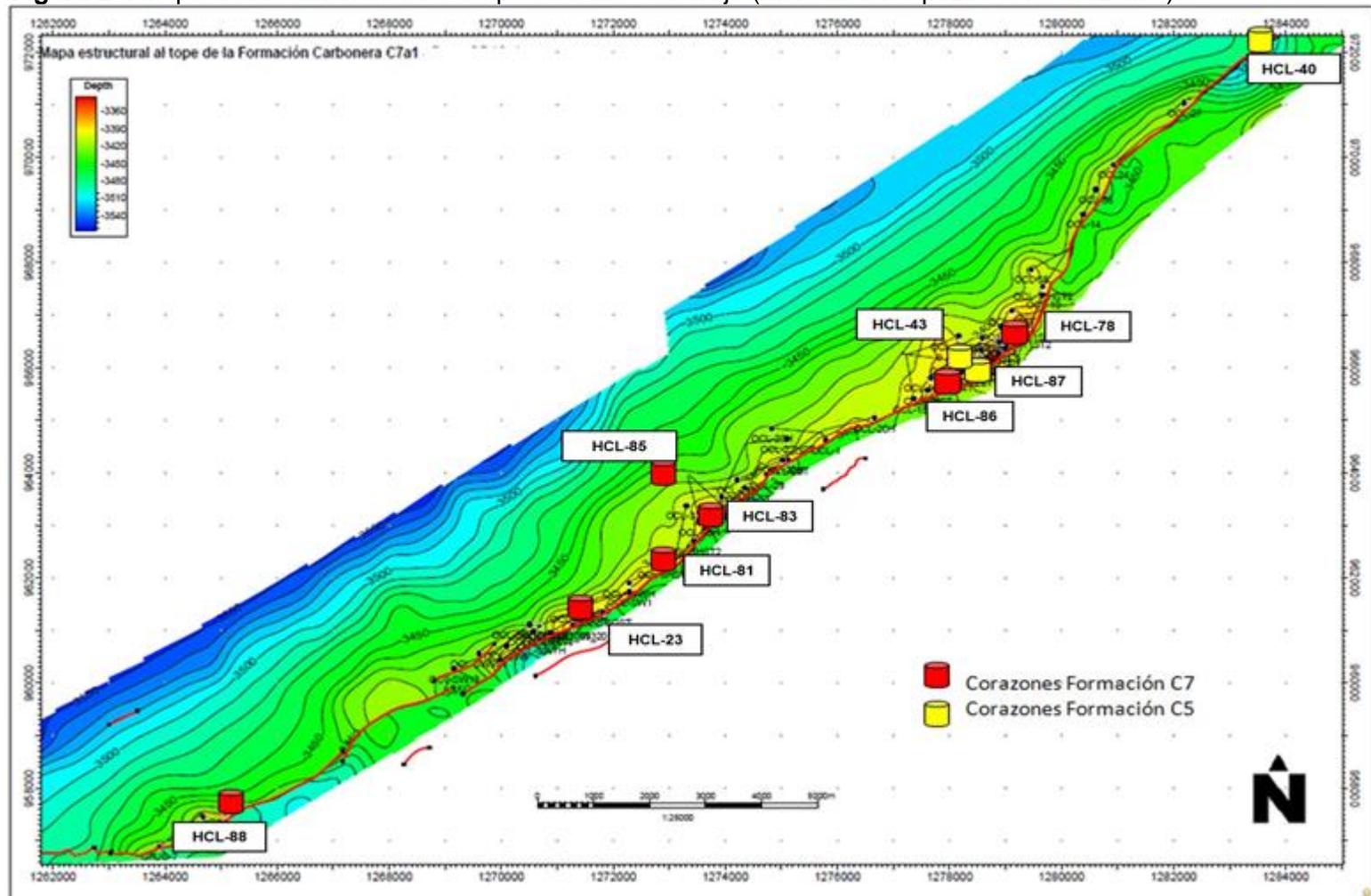
Para el modelo petrofísico de la formación Carbonera C5 fueron utilizados los pozos HCL-87, HCL-43, HCL-40 (**Figura 28**), los cuales contaban con análisis de laboratorio básicos y registros eléctricos básicos.

---

<sup>51</sup> HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas., Op., Cit., p.5.

<sup>52</sup> Ibid., p. 6.

Figura 28. Mapa de ubicación de los Campos Ocelote-Guarrojo (Marcados los pozos con corazones).



Fuente: HOCOL S.A.

Debido a la variedad de datos que arrojaron estos pozos, se obtuvieron resultados acertados, permitiendo el mejoramiento del modelo donde se representa la heterogeneidad del yacimiento.

**6.1.1.1 Determinación de saturación de fluidos en el Campo Ocelote.** El primer modelo usado por HOCOL S.A para calcular la saturación de fluidos en el Campo Ocelote fue el modelo de “Doble Agua” (**Ecuación 15**).

**Ecuación 15.** Ecuación de doble Agua.

$$\frac{a}{R_t * \phi_t^m} = \frac{1}{R_w} * S_w^n + Q_v * \left( \frac{1}{\phi_{tsh}^2 * R_{sh}} - \frac{1}{R_w} \right) * S_w^{(n-1)}$$

Fuente: HOCOL S.A.

$$Q_v = \left( \frac{\phi_{tsh} * V_{sh}}{\phi_t} \right)$$

Donde los términos están definidos como:

- $S_w$ =Saturación de agua.
- $a$ =Factor de tortuosidad.
- $m$ =Factor de cementación.
- $n$ =Exponente de saturación
- $R_w$ =Resistividad del agua de formación.
- $R_t$ =Resistividad de la formación.
- $R_{sh}$ =Resistividad de la arcilla.
- $\phi_t$ =Porosidad total.
- $\phi_{tsh}$ =Porosidad en la arcilla.

Esta ecuación es usada para calcular saturaciones en arenas limpias y arcillosas, y el modelo se compone de dos partes, una para una formación limpia que se encuentra en la ecuación de Archie y la otra para una formación arcillosa.

En los resultados del modelo usado, la parte de formación arcillosa tuvo ciertos comportamientos de formación limpia, ya que propiedades como porosidad, tortuosidad, cementación y cantidad de fluido contenido eran las mismas. La única diferencia entre las dos partes de la ecuación fue la conductividad del agua por su contenido de sal. La diferencia de salinidades entre ambas formaciones, se dio debido a que los cationes de cloruro de sodio estaban atados a la arcilla presente en la arena.

Este modelo de “Doble de Agua” es el que más se ajusta a las condiciones y propiedades de Campo Ocelote.

## 6.2 GERENCIAMIENTO DEL YACIMIENTO

La explotación de hidrocarburos de un yacimiento en una manera eficiente es el principal interés de las compañías operadoras al momento de adquirir un activo. Por lo que es necesario maximizar las ganancias a través de la toma de decisiones correctamente al momento de explotar un yacimiento.

La correcta toma de decisiones depende de diversos aspectos, basados en los diferentes modelos petrofísicos que posee la compañía, los cuales han de ser actualizados debido al continuo cambio que sufre un reservorio a lo largo de su vida productiva. Las alteraciones que ha sufrido el reservorio del Campo Ocelote, ocurren debido a la invasión continua de agua a los pozos productores, resultante del mecanismo de producción por medio de acuífero activo. Esto hace que exista cierta incertidumbre al momento de predecir el comportamiento del movimiento y acumulación de hidrocarburo en la estructura del yacimiento.

El gerenciamiento del yacimiento permite a los ingenieros de yacimientos entender mejor el yacimiento y su comportamiento, permitiendo un correcto desarrollo del campo y el manejo de producción tanto de agua como aceite. Este principio hace parte de un proceso llamado Optimización integrada de Yacimientos (IRO usando las iniciales en inglés).

El proceso IRO se compone de cuatro elementos principales, la caracterización del yacimiento mediante la sísmica y la evaluación de formaciones, el desarrollo del yacimiento mediante la ingeniería del petróleo y de las instalaciones, el gerenciamiento del yacimiento y en el monitoreo permanente en el fondo de los pozos con el control de procesos que ocurren en el mismo.<sup>53</sup>

El presente proyecto se orienta únicamente en el gerenciamiento del yacimiento, que es realizado mediante el manejo de proyectos enfocados en el activo y la producción, donde se espera lograr la máxima producción de hidrocarburos al menor costo, en este caso ajustando los valores de saturación de petróleo y agua del modelo petrofísico, maximizando el valor del activo y por consiguiente el de la empresa, aplicando nuevos proyectos y conocimientos acerca del yacimiento.  
Ajuste al modelo de aseguramiento

El modelo de aseguramiento actual de la Compañía HOCOL S.A. necesita de herramientas de análisis adicionales que ayuden a explicar y soportar las desviaciones presentadas en la producción de hidrocarburos del Campo Ocelote. Como parte de la incorporación de herramienta al modelo analítico existente, se pretende comparar la información de saturación de agua inicial del modelo petrofísico (dato estático) con los cambios de saturación de agua en el tiempo, con

---

<sup>53</sup> LOWE W.B & TROTTER. G.L. Nuevas Tácticas para el manejo de producción. *Oilfield Review*. 1999.

el objetivo de predecir las tasas iniciales de producción del plan de desarrollo propuesto por la compañía.

Una de las causas principales identificadas se basó en el desplazamiento del acuífero dentro de la formación productora, afectando la distribución de saturación de petróleo dentro de esta.

Teniendo en cuenta esta teoría, en donde la saturación de petróleo a lo largo del yacimiento del Bloque Guarrojo se desplazó, se planteó una alternativa para tener un control de calidad sobre el modelo petrofísico y así encontrar la saturación de petróleo actual del Campo Ocelote, utilizando un método el cual involucrara variables como presión y rata de producción en los pozos productores del campo. Los datos de saturación de agua en el modelo petrofísico de la compañía son los datos usados para validar el resultado de los datos de saturación de petróleo actual provenientes de la metodología de la relación  $K_{ro}/K_{rw}$ .

En general para la validación del proyecto se tomará en cuenta la variable de saturación de agua, ya que está directamente relacionada con la saturación de petróleo actual, tal cual como se evidencia en la **Ecuación 16**.

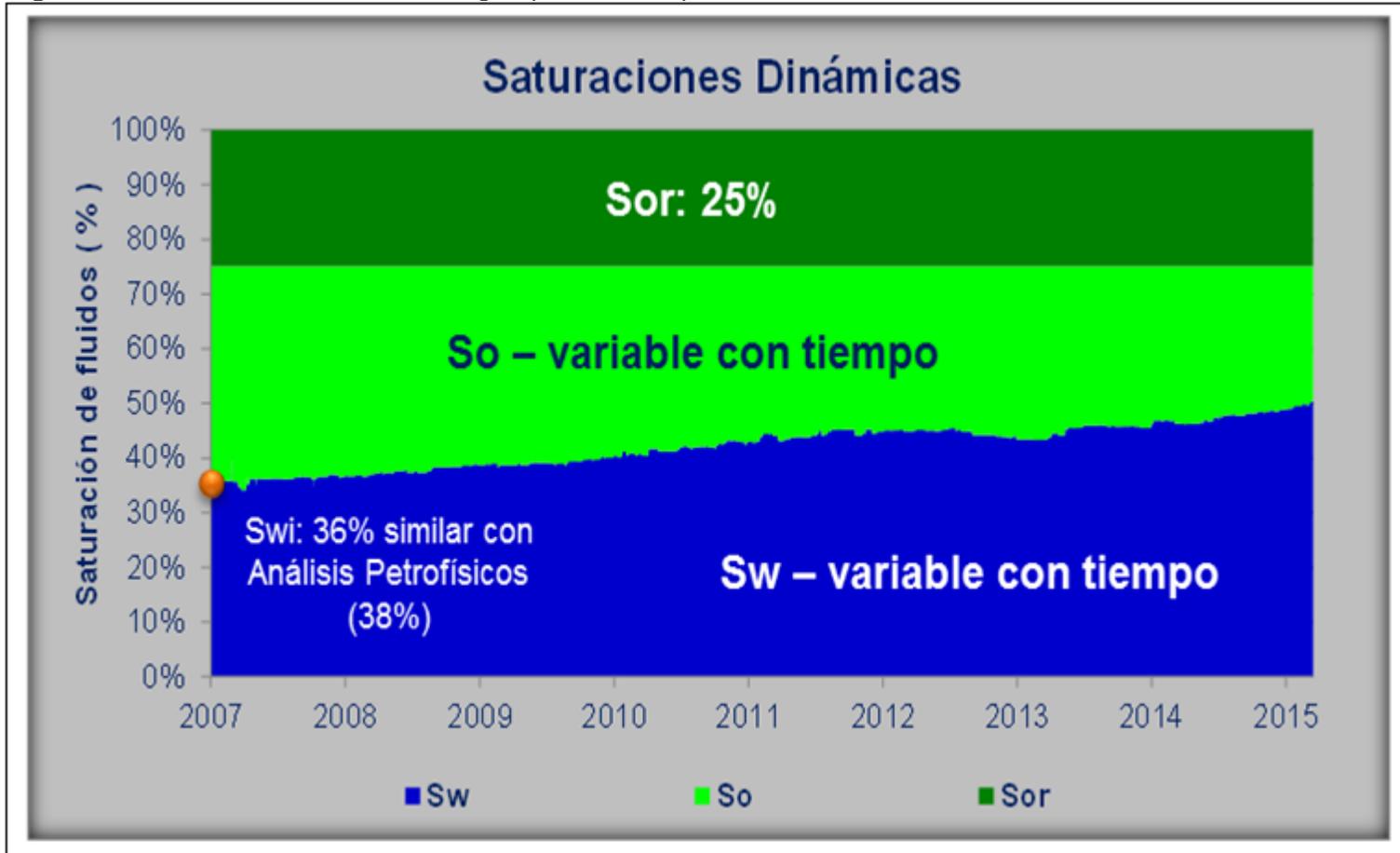
**Ecuación 16.** Ecuación de saturación de petróleo.

$$S_o: 1 - S_{or} - S_w$$

El comportamiento de las saturaciones de los fluidos del Campo Ocelote son inversamente proporcionales, por lo cual si la saturación de agua aumenta, la saturación de petróleo disminuirá, de igual manera si la primera disminuye, aumentará la saturación de petróleo actual.

Para el pozo HCL-84, el resultado de saturación de agua en el año 2007 usando el método del presente proyecto tuvo un resultado de 36%, el cual es un resultado muy cercano comparado al dato de saturación de agua para esa fecha del modelo petrofísico. La **Figura 29**, ilustra el cambio de saturación de agua con respecto al tiempo desde el año 2007 al año 2015 para el pozo HCL-84. En este grafica es evidente el aumento de saturación de agua proveniente del acuífero en el pozo. La saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) es conocida por análisis de laboratorio a núcleos y es contante a lo largo de la explotación del campo.

**Figura 29.** Variación de la saturación agua-petróleo del pozo HCL-84.



Fuente: HOCOL S.A.

### 6.3 VALIDACIÓN DE DATOS CON EL MODELO PETROFÍSICO EXISTENTE

La correcta validación del método de relaciones de  $K_{rw}/K_{ro}$  se debe realizar mediante la correlación de los datos de saturación de agua en el modelo petrofísico actual de la compañía y los datos del modelo dinámico realizado en este proyecto. Los datos a comparar de saturación de agua, deben ser en el tiempo de producción cero, en donde se tomaron registros, o a la fecha en donde se realizaron estudios de núcleo al pozo. Si los datos de saturación del pozo fueron realizados mediante correlación y no análisis de laboratorio, es importante que la comparación de datos se realice en la misma fecha, para así comparar datos dinámicos con datos estáticos.

Los 42 pozos usados para realizar la validación del método fueron pozos a los que se les realizó un control de calidad por tasa de producción representativa para el Campo Ocelote ya que el resto de los pozos no se les había realizado pruebas de producción de 24 horas.

Adicionalmente, los cambios fuertes de presión pueden alterar el resultado de saturación de agua, estos cambios se deben al momento de cierre de pozo para realizar las pruebas de presión ocasionando fluctuaciones en las lecturas de PIP. Debido a esto el valor de presión tomado debe ser al momento en que se abra el flujo hacia el pozo para que esto no impacte fuertemente cuando se aplique el método  $K_{rw}/K_{ro}$  y halla una tendencia coherente de saturación de agua y petróleo al drenaje de fluidos de la formación.

El **Cuadro 12**, muestra los datos de saturación de agua en el modelo petrofísico actual y los datos de saturación de agua dinámica, para los 42 pozos más representativos en el modelo petrofísico. Estos pozos fueron escogidos porque no a todos los pozos del Campo Ocelote se les realizó registros eléctricos completos ni estudios completos de laboratorio los cuales son esenciales para realizar una evaluación petrofísica completa y así poder comparar los resultados con el método utilizado en este proyecto.

**Cuadro 12.** Comparación de datos de saturación de agua, modelo petrofísico y modelo dinámico.

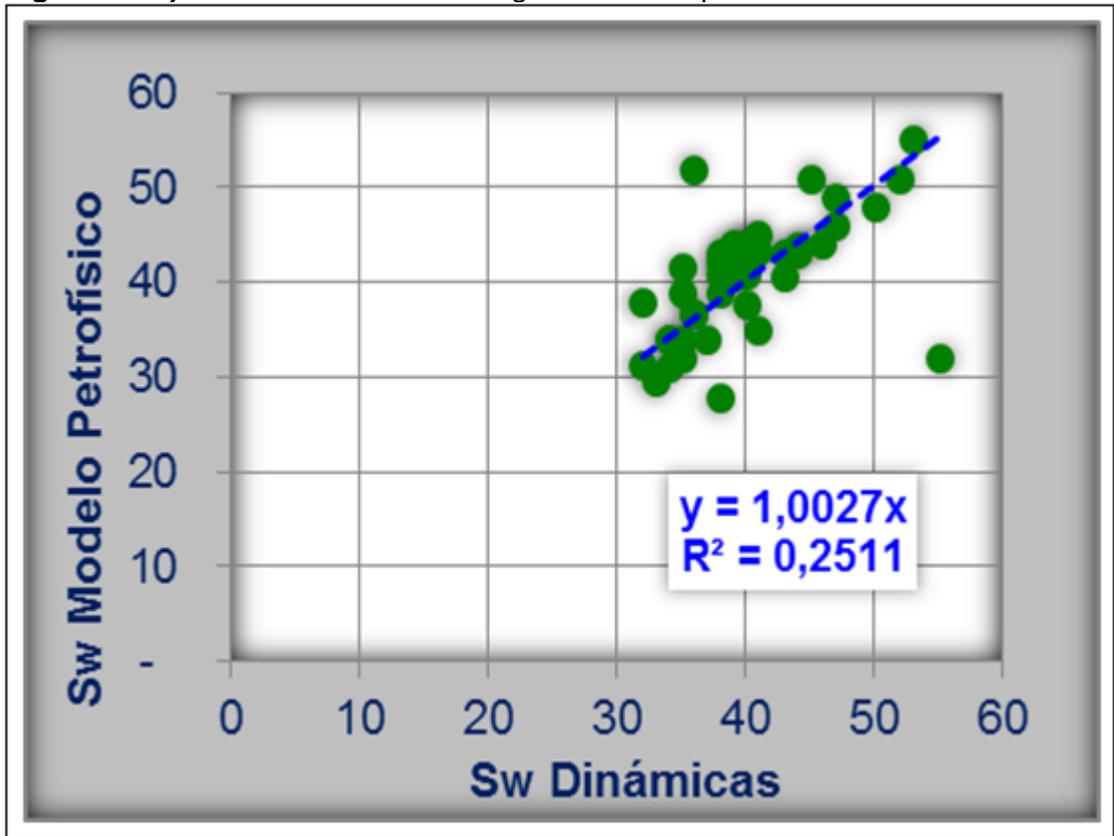
Pozo	Sw Modelo Dinámico	Sw Modelo Petrofísico
HCL-1	43	43
HCL-2	32	31
HCL-3	47	46
HCL-4	43	41
HCL-5	35	39
HCL-9	45	44
HCL-10	36	37
HCL-13	35	34
HCL-17	47	49
HCL-21	38	39
HCL-27	32	38
HCL-30	38	28
HCL-32	39	41
HCL-33	55	32
HCL-34	36	52
HCL-37	44	44
HCL-42	40	41
HCL-43	41	43
HCL-46	50	48
HCL-47	45	51
HCL-48	53	55
HCL-49	36	37
HCL-50	33	30
HCL-51	40	38
HCL-53	46	44
HCL-54	41	35
HCL-59	41	45
HCL-61	44	43
HCL-65	40	44
HCL-68	40	43
HCL-69	39	44
HCL-70	38	41
HCL-71	34	34
HCL-72	34	34
HCL-73	35	32
HCL-74	37	34
HCL-76	35	42
HCL-77	38	42
HCL-79	40	44
HCL-82	52	51
HCL-83	38	43
HCL-84	34	31

Fuente: HOCOL S.A.

El **Cuadro 12** permitió realizar la **Figura 30**, donde en el eje de abscisas se ubican las saturación de agua realizadas por el método  $K_{rw}/K_{ro}$  y en el eje de las

ordenadas se ubican los puntos de saturación de agua del modelo petrofísico. Cuando se grafican los datos de saturación de agua por ambos métodos, se crea una dispersión de datos, al realizar una línea de tendencia de estos datos permite realizar el ajuste de datos de saturación de agua y así poder ajustar el modelo petrofísico de la compañía.

**Figura 30.** Ajuste de la saturación de agua en el Campo Ocelote



Fuente: HOCOL S.A.

## 7. ANÁLISIS FINANCIERO

La invasión de agua del acuífero a la formación productora (Carbonera C7) del Campo Ocelote se debe a la combinación de factores negativos por el sistema de levantamiento artificial y el mecanismo de producción que ocasiona la redistribución de saturaciones en el yacimiento, por lo que se hace incierta la correcta distribución de petróleo en la arena productora.

La producción en el Campo Ocelote inició en 2007, en ese año se determinó el mecanismo de producción del campo como empuje por acuífero activo, este tipo de mecanismo trae ventajas y desventajas para la producción del campo. Las ventajas es que mantiene valores constantes de presión estática en el yacimiento por lo que no se requiere mecanismos de inyección para aumentar la presión del mismo. Las desventajas de esta característica es la constante invasión de agua proveniente del acuífero a las arenas productoras de la formación, esto ocasiona que haya incrementos de producción de agua en los pozos del Campo Ocelote, ocasionando el cierre de algunos pozos debido a los altos costos de operación.

El sistema de levantamiento artificial que se encuentra implementado en el Campo Ocelote corresponde al sistema de bombas electrosumergibles, el cual es un sistema adecuado para el levantamiento de fluidos con alto caudal y con gran contenido de agua, característica principal de los pozos del Campo Ocelote.

Al realizar la evaluación de saturación de petróleo actual con base en pruebas de presión e historias de producción se encontró un comportamiento de saturación a lo largo del reservorio del campo, este nuevo comportamiento permite hacer un ajuste al modelo de predicción de producción del campo, reduciendo así la incertidumbre de distribución y un control de calidad del resultado.

En este capítulo se muestra la evaluación financiera de la implementación del proyecto en la compañía HOCOL S.A.

La evaluación financiera se realizará para los pozos nuevos del Campo Ocelote, los cuales están definidos mediante un Rig Schedule por año y que comprenden el plan de desarrollo de la compañía. En total, se tiene planeado 39 pozos, como resultado de las evaluaciones técnicas del presente año.

Para la evaluación financiera se utiliza como variable monetaria de valor constante el dólar americano (USD), la tasa interna de oportunidad (TIO) del 10% anual y el período de evaluación a 16 años, desde el año 2017, con fecha límite al año 2032, en períodos anuales.

Finalmente, se realizará la evaluación financiera mediante el índice de valor presente neto (VPN), con enfoque desde el punto de vista de una compañía operadora.

## 7.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSION (CAPEX)

Las inversiones en bienes de capital que generan ingresos a la compañía son denominadas CAPEX, estas inversiones se enfocan en mejorar o adquirir activos fijos de la compañía en los que se encuentran equipos necesarios para la producción de la compañía, finca raíz, estas mejoras o adquisiciones aumentan el valor del activo que en este proyecto es el yacimiento del Campo Ocelote.

La siguiente lista corresponde a las principales actividades de las inversiones para los primeros cuatro (4) períodos del proyecto. La lista incluye CAPEX para pozos del Campo Ocelote, así como inversiones para Facilidades y continuidad operacional.

- Gerencia de Facilidades - Gastos Propios.
- CF - Instrumentación y Control.
- CF - Aseguramiento de Calidad.
- Costos de Equipo.
- IT Proveer Servicios.
- IT Telecomunicaciones.
- CF – Mecánico.
- CF – Eléctrico.
- Gerencia Perforación - Gastos Propios.
- Diseño y Localización.
- Perforación.
- Completamiento.
- Gestión Ambiental.
- Gestión de Tierras.

La **Tabla 12** indica la cantidad de pozos perforados durante la campaña de perforación, del plan de desarrollo del Campo Ocelote.

**Tabla 12.** Número de pozos perforados por períodos en la campaña de perforación

CAMPAÑA DE PERFORACIÓN	
PERÍODO	# POZOS
1	11
2	11
3	11
4	6
<b>TOTAL</b>	<b>39</b>

Fuente: HOCOL S.A.

En el **Cuadro 13**, se especifican los pozos perforados durante cada período, junto con el intervalo de arenas que se espera drenar y su clasificación, dependiendo si es vertical, desviado u horizontal.

En el **Cuadro 14**, se muestran los costos de inversión (CAPEX).

Los pozos HCL-N-10, HCL-N-11 y HCL-N-21, presentan los mayores valores de costos de inversión, ya que aparte de ser de los pozos más profundos, requieren mayor inversión por su localización en el campo. Estos pozos se encuentran distantes a las facilidades de producción, aumentando los costos de gerencia de facilidades.

Los casos propuestos comprenden los perfiles de producción de los 39 pozos de la campaña de perforación.

En el Caso 1 “Escenario Base”, se presenta la producción base e incremental del Campo Ocelote, obtenida a partir de las evaluaciones actuales del equipo técnico. En el Caso 2, “Escenario ajuste modelo de predicción de producción” se presenta la producción base e incremental obtenida a partir del ajuste de modelo de predicción de producción del campo.

Para ambos casos propuestos, los costos de inversión (CAPEX) para los cuatro (4) primeros períodos son iguales.

**Cuadro 13.** Especificaciones pozos perforados por período en la campaña de perforación.

<b>CAMPAÑA DE PERFORACIÓN</b>			
<b>PERIODO</b>	<b>POZO</b>	<b>Profundidad MD (Ft)</b>	<b>Tipo</b>
<b>0</b>	HCL-N-7	4.136'-4.140'	Horizontal
	HCL-N-8	5.480'-6.357'	Desviado
	HCL-N-10	4.272'-4.283'	Vertical
	HCL-N-11	5.785'-6.401'	Vertical
	HCL-N-14	5.120'-5.203'	Horizontal
	HCL-N-16	5.273'-5.903'	Horizontal
	HCL-N-17	5.698'-6.308'	Horizontal
	HCL-N-23	5.260'-6.229'	Vertical
	HCL-N-29	4.252'-4.255'	Vertical
	HCL-N-30	5.374'-6.093'	Vertical
	HCL-N-39	4.220'-4.226'	Horizontal
<b>1</b>	HCL-N-2	5.130'-6.010'	Vertical
	HCL-N-3	5.399'-6.325'	Vertical
	HCL-N-5	5.106'-5.929'	Vertical
	HCL-N-6	5.208'-6.169'	Vertical
	HCL-N-13	4.183'-4.193'	Horizontal
	HCL-N-15	5.608'-6.258'	Vertical
	HCL-N-18	5.011'-5.585'	Vertical
	HCL-N-19	5.078'-5.693'	Vertical
	HCL-N-22	4.288'-4.297'	Vertical
	HCL-N-25	5.240'-5.811'	Vertical
HCL-N-36	4.301'-4.306'	Desviado	
<b>2</b>	HCL-N-1	5.094'-5.939'	Vertical
	HCL-N-4	4.047'-4.088'	Vertical
	HCL-N-12	5.678'-6.286'	Vertical
	HCL-N-21	5.073'-5.727'	Vertical
	HCL-N-24	4.377'-4.387'	Vertical
	HCL-N-26	5.812'-6.428'	Vertical
	HCL-N-32	4.215'-4.218'	Vertical
	HCL-N-33	6.254'-6.984'	Desviado
	HCL-N-34	5.363'-6.021'	Desviado
	HCL-N-35	4.144'-4.148'	Desviado
HCL-N-37	4.258'-4.263'	Horizontal	
<b>3</b>	HCL-N-9	4.374'-4.381'	Desviado
	HCL-N-20	4.146'-4.159'	Vertical
	HCL-N-27	5.366'-5.975'	Vertical
	HCL-N-28	4.080'-4.092'	Vertical
	HCL-N-31	5.557'-5.561'	Vertical
	HCL-N-38	5.567'-5.574'	Vertical

Fuente: HOCOL S.A.

**Cuadro 14.** Costos de inversión (CAPEX).

<b>CAMPAÑA DE PERFORACIÓN</b>		
<b>PERÍODO</b>	<b>POZO</b>	<b>CAPEX (KUSD)</b>
<b>0</b>	HCL-N-7	2.094
	HCL-N-8	2.030
	HCL-N-10	4.061
	HCL-N-11	3.277
	HCL-N-14	2.012
	HCL-N-16	2.022
	HCL-N-17	2.000
	HCL-N-23	2.023
	HCL-N-29	1.816
	HCL-N-30	2.321
	HCL-N-39	2.124
<b>TOTAL CAPEX PERIODO 0</b>		<b>25.780</b>
<b>1</b>	HCL-N-2	2.161
	HCL-N-3	1.732
	HCL-N-5	1.733
	HCL-N-6	2.291
	HCL-N-13	2.146
	HCL-N-15	1.812
	HCL-N-18	1.840
	HCL-N-19	1.808
	HCL-N-22	1.722
	HCL-N-25	1.751
	HCL-N-36	1.999
<b>TOTAL CAPEX PERIODO 1</b>		<b>20.995</b>
<b>2</b>	HCL-N-1	1.878
	HCL-N-4	2.074
	HCL-N-12	1.762
	HCL-N-21	3.175
	HCL-N-24	1.797
	HCL-N-26	1.823
	HCL-N-32	1.844
	HCL-N-33	1.759
	HCL-N-34	1.748
	HCL-N-35	1.768
HCL-N-37	2.279	
<b>TOTAL CAPEX PERIODO 2</b>		<b>21.907</b>
<b>3</b>	HCL-N-9	1.734
	HCL-N-20	1.781
	HCL-N-27	1.824
	HCL-N-28	1.791
	HCL-N-31	1.752
	HCL-N-38	1.896
<b>TOTAL CAPEX PERIODO 3</b>		<b>10.778</b>
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>79.460</b>

Fuente: HOCOL S.A.

## 7.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se refiere a los costos de operación de la ejecución del proyecto. En el presente proyecto, hace referencia al costo de extraer un barril de petróleo y llevarlo a superficie (“Lifting Cost”).

Para establecer los costos de producción de petróleo, es necesario conocer el valor del “Lifting Cost” promedio del Campo Ocelote el cual fue proporcionado por la Compañía Hocol S.A. y corresponde al valor de 5,9 dólares por barril (USD/Bb).

Los casos propuestos comprenden los perfiles de producción de los 39 pozos de la campaña de perforación, por lo que es fundamental tener en cuenta la producción base, la producción estimada y el valor de la producción incremental resultante del plan de desarrollo del Campo Ocelote.

La producción base se refiere al volumen de hidrocarburos producidos que se obtiene por debajo o hasta la Curva Básica de Producción (Pronóstico de producción de un campo).

La producción estimada se refiere al volumen total de hidrocarburos que se espera producir, como resultado de la Campaña de Perforación.

La producción incremental se refiere al volumen de hidrocarburos que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción, como resultado de nuevas inversiones, en este caso como resultado de la Campaña de Perforación propuesta.

**7.2.1 Caso 1 “Escenario Base”.** En el Caso 1, se presenta la producción base e incremental del Campo Ocelote, obtenida a partir de las evaluaciones actuales del equipo técnico. En la **Tabla 13** se presentan los valores de producción incremental resultantes para cada período a evaluar, en barriles de petróleo por día (BPPD).

Con base en el valor del “Lifting Cost” y los datos de producción para el Caso 1, se presenta en la **Tabla 14** los costos totales de operación.

**Tabla 13.** Producción incremental caso 1.

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>PRODUCCIÓN BASE (BPPD)</b>	<b>PRODUCCIÓN ESTIMADA (BPPD)</b>	<b>INCREMENTAL (BPPD)</b>
1	11.010	14.533	3.523
2	8.421	14.036	5.615
3	6.551	12.901	6.350
4	5.169	11.410	6.241
5	4.129	8.885	4.756
6	3.335	6.867	3.532
7	2.721	5.372	2.651
8	2.242	4.252	2.010
9	1.864	3.405	1.541
10	1.563	2.758	1.195
11	1.321	2.258	937
12	1.125	1.869	744
13	965	1.563	598
14	834	1.319	485
15	726	1.124	398
16	622	953	331
		<b>TOTAL</b>	<b>40.907</b>

Fuente: HOCOL S.A.

**Tabla 14.** Costos de operación (OPEX), caso 1.

<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>				
<b>PERÍODO</b>	<b>LIFTING COST (USD/Bbl)</b>	<b>INCREMENTAL (BPPD)</b>	<b>Producción Incremental Anual (Bbl)</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
1	5,9	3.523	1'285.895	7'586.781
2	5,9	5.615	2'049.475	12'091.903
3	5,9	6.350	2'317.750	13'674.725
4	5,9	6.241	2'277.965	13'439.994
5	5,9	4.756	1'735.940	10'242.046
6	5,9	3.532	1'289.180	7'606.162
7	5,9	2.651	967.615	5'708.929
8	5,9	2.010	733.650	4'328.535
9	5,9	1.541	562.465	3'318.544
10	5,9	1.195	436.175	2'573.433
11	5,9	937	342.005	2'017.830
12	5,9	744	271.560	1'602.204
13	5,9	598	218.270	1'287.793
14	5,9	485	177.025	1'044.448
15	5,9	398	145.270	857.093
16	5,9	331	120.815	712.809
		<b>TOTAL</b>		<b>88'093.225</b>

Fuente: HOCOL S.A.

**7.2.2 Caso 2 “Escenario Ajuste modelo de predicción de la producción”.** En el Caso 2, se presenta al igual que en el Caso 1, la producción base e incremental obtenida a partir del ajuste de modelo de predicción de producción del campo. En la **Tabla 15** se presentan los valores de producción incremental resultantes para cada período a evaluar, en barriles de petróleo por día (BPPD).

**Tabla 15.** Producción incremental caso 2.

<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>PRODUCCIÓN BASE (BPPD)</b>	<b>PRODUCCIÓN ESTIMADA (BPPD)</b>	<b>ICNREMENTAL (BAPD)</b>
1	11.010	14.674	3.664
2	8.421	14.261	5.840
3	6.551	13.155	6.604
4	5.169	11.660	6.491
5	4.129	9.075	4.946
6	3.335	7.008	3.673
7	2.721	5.478	2.757
8	2.242	4.333	2.091
9	1.864	3.467	1.603
10	1.563	2.806	1.243
11	1.321	2.296	975
12	1.125	1.899	774
13	965	1.586	621
14	834	1.339	505
15	726	1.140	414
16	622	967	345
<b>TOTAL</b>			<b>42.546</b>

Fuente: HOCOL S.A.

Con base en el valor del “Lifting Cost” y los datos de producción del Caso 2, se presentan en la **Tabla 16** los costos totales de operación. Cabe resaltar que la producción es más alta frente al Caso 1.

**Tabla 16.** Costos de operación (OPEX), Caso 2.

<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>				
<b>PERÍODO</b>	<b>LIFTING COST (USD/Bbl)</b>	<b>ICNREMENTAL (BPPD)</b>	<b>Producción Incremental Anual (Bbl)</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
1	5,9	3.664	1'337.360	7'890.424
2	5,9	5.840	2'131.600	12'576.440
3	5,9	6.604	2'410.460	14'221.714
4	5,9	6.491	2'369.215	13'978.369
5	5,9	4.946	1'805.290	10'651.211
6	5,9	3.673	1'340.645	7'909.806
7	5,9	2.757	1'006.305	5'937.200
8	5,9	2.091	763.215	4'502.969
9	5,9	1.603	585.095	3'452.061
10	5,9	1.243	453.695	2'676.801
11	5,9	975	355.875	2'099.663
12	5,9	774	282.510	1'666.809
13	5,9	621	226.665	1'337.324
14	5,9	505	184.325	1'087.518
15	5,9	414	151.110	891.549
16	5,9	345	125.925	742.958
			<b>TOTAL</b>	<b>91'622.811</b>

Fuente: HOCOL S.A.

### 7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

A continuación se identifican los ingresos que la Compañía recibirá dentro del período de la evaluación financiera, a partir de la venta de barriles de petróleo, producto de la producción del Campo Ocelote. Es por esto que es fundamental considerar aspectos como el precio de venta del crudo y las regalías.

La **Tabla 17** muestra el precio de venta del crudo, tomando como referencia el precio WTI, el factor de corrección por calidad del crudo "Spread" (el cual se multiplica por el precio de referencia), el precio de transporte y el precio final de venta.

**Tabla 17.** Precio de venta del crudo.

<b>WTI</b>	45,00	USD/bbl
<b>Spread</b>	0,88	
<b>Precio Ajustado</b>	40,00	USD/bbl
<b>Precio x Transporte</b>	9,54	USD/bbl
<b>Precio de venta</b>	30,46	USD/bbl

Fuente: HOCOL S.A.

Para determinar la producción neta de petróleo, es necesario descontar las regalías y los impuestos que el Estado debe recibir por la extracción del recurso, y la utilización del subsuelo. El valor de las regalías se establece de acuerdo a la producción y clasificación del campo, como se evidencia en la **Cuadro 15**.

**Cuadro 15.** Porcentaje de regalías aplicables para la evaluación financiera.

<b>ASPECTOS LEGALES</b>		
<b>Tipo de Contrato</b>	<b>E&amp;P</b>	
<b>Regalías</b>	<b>KBPD</b>	<b>%</b>
	<5	8
	5-125	x
	125-400	20
	400-600	y
<i>Regalías</i>		
$X = 8 + (Q (KBPD) - 5) \times 0,1$		

Fuente: HOCOL S.A.

Dado que en los casos propuestos, para los períodos 2, 3 y 4 la producción supera los 5.000 BPPD, para el cálculo de regalías se debe aplicar la fórmula expresada en el **Cuadro 15**. Por otro lado, para los períodos restantes, las regalías se mantienen en 8%.

A continuación, en la **Tabla 18** y **19** se encuentran la producción neta de petróleo para el Caso 1 y el Caso 2, respectivamente.

**Tabla 18.** Producción neta caso 1.

<b>PRODUCCIÓN NETA</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>Producción Incremental Anual (Bbl)</b>	<b>Regalías (%)</b>	<b>Producción Anual Neta (Bbl)</b>
1	1'285.895	8,0%	1'183.023
2	2'049.475	8,1%	1'884.257
3	2'317.750	8,1%	2'129.201
4	2'277.965	8,1%	2'092.901
5	1'735.940	8,0%	1'597.065
6	1'289.180	8,0%	1'186.046
7	967.615	8,0%	890.206
8	733.650	8,0%	674.958
9	562.465	8,0%	517.468
10	436.175	8,0%	401.281
11	342.005	8,0%	314.645
12	271.560	8,0%	249.835
13	218.270	8,0%	200.808
14	177.025	8,0%	162.863
15	145.270	8,0%	133.648
16	120.815	8,0%	111.150
	<b>TOTAL</b>		<b>13'729.354</b>

Fuente: HOCOL S.A.

**Tabla 19.** Producción neta caso 2.

<b>PRODUCCIÓN NETA</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>Producción Incremental Anual (Bbl)</b>	<b>Regalías (%)</b>	<b>Producción Neta Anual (Bbl)</b>
1	1'337.360	8,0%	1'230.371
2	2'131.600	8,1%	1'959.281
3	2'410.460	8,2%	2'213.757
4	2'369.215	8,1%	2'176.145
5	1'805.290	8,0%	1'660.867
6	1'340.645	8,0%	1'233.393
7	1'006.305	8,0%	925.801
8	763.215	8,0%	702.158
9	585.095	8,0%	538.287
10	453.695	8,0%	417.399
11	355.875	8,0%	327.405
12	282.510	8,0%	259.909
13	226.665	8,0%	208.532
14	184.325	8,0%	169.579
15	151.110	8,0%	139.021
16	125.925	8,0%	115.851
	<b>TOTAL</b>		<b>14'277.757</b>

Fuente: HOCOL S.A.

La **Tabla 20** y la **Tabla 21** presentan los ingresos totales obtenidos en el Caso 1 el Caso 2, respectivamente.

**Tabla 20.** Ingresos totales caso 1.

<b>INGRESOS TOTALES</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>Producción Anual Neta (Bbl)</b>	<b>Precio de Venta (USD/bbl)</b>	<b>INGRESOS TOTALES (USD)</b>
1	1'183.023	30,46	36'034.893
2	1'884.257	30,46	57'394.455
3	2'129.201	30,46	64'855.464
4	2'092.901	30,46	63'749.760
5	1'597.065	30,46	48'646.594
6	1'186.046	30,46	36'126.949
7	890.206	30,46	27'115.669
8	674.958	30,46	20'559.221
9	517.468	30,46	15'762.069
10	401.281	30,46	12'223.019
11	314.645	30,46	9'584.075
12	249.835	30,46	7'609.980
13	200.808	30,46	6'116.624
14	162.863	30,46	4'960.807
15	133.648	30,46	4'070.930
16	111.150	30,46	3'385.623
	<b>TOTAL</b>		<b>418'196.131</b>

Fuente: HOCOL S.A.

**Tabla 21.** Ingresos totales caso 2.

<b>INGRESOS TOTALES</b>			
<b>PERÍODO</b>	<b>Producción Anual Neta (Bbl)</b>	<b>Precio de Venta (USD/bbl)</b>	<b>INGRESOS TOTALES (USD)</b>
1	1'230.371	30,46	37'477.107
2	1'959.281	30,46	59'679.713
3	2'213.757	30,46	67'431.033
4	2'176.145	30,46	66'285.386
5	1'660.867	30,46	50'590.003
6	1'233.393	30,46	37'569.163
7	925.801	30,46	28'199.886
8	702.158	30,46	21'387.727
9	538.287	30,46	16'396.234
10	417.399	30,46	12'713.986
11	327.405	30,46	9'972.756
12	259.909	30,46	7'916.834
13	208.532	30,46	6'351.879
14	169.579	30,46	5'165.376
15	139.021	30,46	4'234.586
16	115.851	30,46	3'528.821
	<b>TOTAL</b>		<b>434'900.490</b>

Fuente: HOCOL S.A.

## 7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la realización de la evaluación financiera se tienen en cuenta los ingresos y egresos del proyecto determinados anteriormente, y a partir de estos valores conocer su viabilidad financiera por medio del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN)

**7.4.1 Valor Presente Neto (VPN).** Según Villareal<sup>54</sup>, el Valor Presente Neto es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. El VPN se calculará a partir de la **Ecuación 17**.

**Ecuación 17.** Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = -A + \sum (F/(1+i)^n)$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Fundamentos de Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. 2011. p.90. Modificado por los autores.

Dónde:

- VPN corresponde al Valor Presente Neto a determinar.
- A corresponde a la inversión realizada.
- F corresponde al valor del flujo de caja neto.
- i corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.
- n corresponde al número de períodos que existen para la evaluación del proyecto.

La TIO, corresponde a “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”<sup>55</sup>. Para la Compañía HOCOL S.A. la tasa es del 10% anual, la cual será la utilizada en la evaluación financiera del proyecto

Teniendo en cuenta el resultado del VPN, se tienen los siguientes escenarios en donde, si el  $VPN > 0$ , se genera una ganancia extraordinaria y el proyecto es atractivo, si  $VPN < 0$ , el proyecto no cumple las expectativas de la compañía, y si  $VPN = 0$ , es indiferente financieramente para el inversionista.

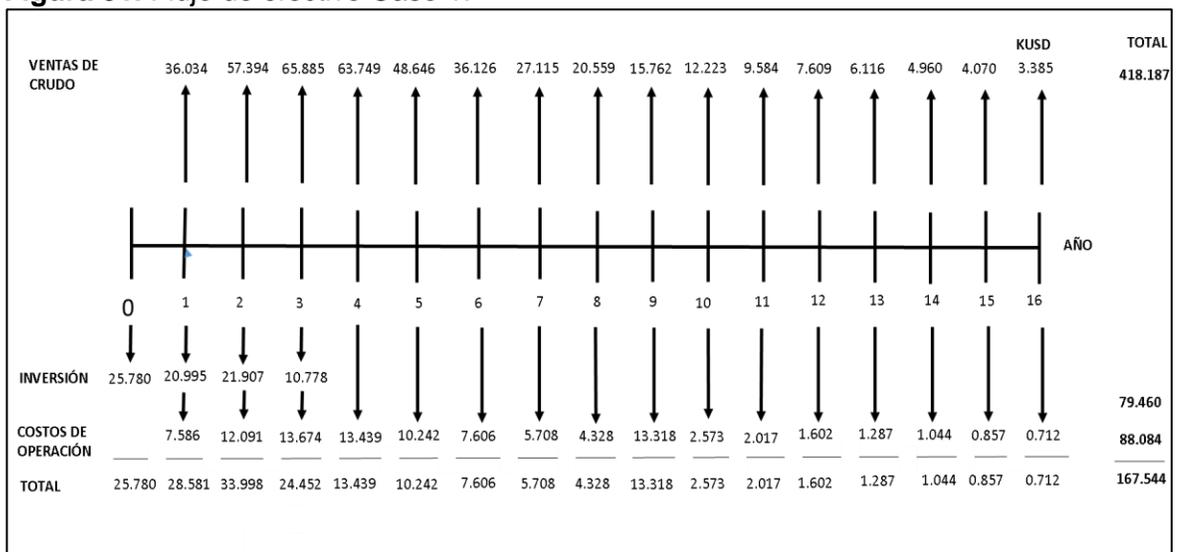
<sup>54</sup> VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

<sup>55</sup> BACA, Guillermo. Fundamentos de Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. 2011. p.90.

**7.4.2 Flujo de efectivo.** A continuación se presentan el flujo de efectivo, que corresponde a una representación gráfica de los egresos e ingresos generados en el desarrollo de un proyecto para llevarlo a cabo en un determinado tiempo por períodos iguales; en este caso la evaluación financiera se realiza por anualidades.

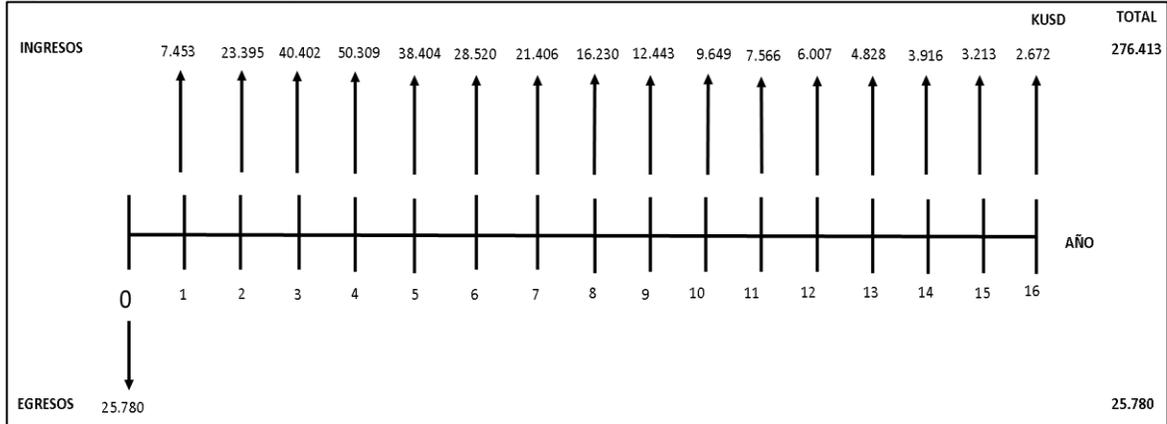
**7.4.2.1 Caso 1 “Escenario Base”.** La **Figura 31**, ilustra el flujo de efectivo para la producción incremental a lo largo de 16 años evaluados, según el plan de ingresos y egresos proyectados, para el caso en donde se tiene en cuenta la producción incremental del escenario base. Los ingresos para este proyecto provienen de las ventas de crudo, y los egresos de los costos de la inversión y operación.

**Figura 31.** Flujo de efectivo Caso 1.



En la **Figura 32**, se observa el flujo de caja neto obtenido a partir de la resta de las ventas de crudo y el total de los egresos generados en cada período; igualmente se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente Neto teniendo en cuenta el escenario base.

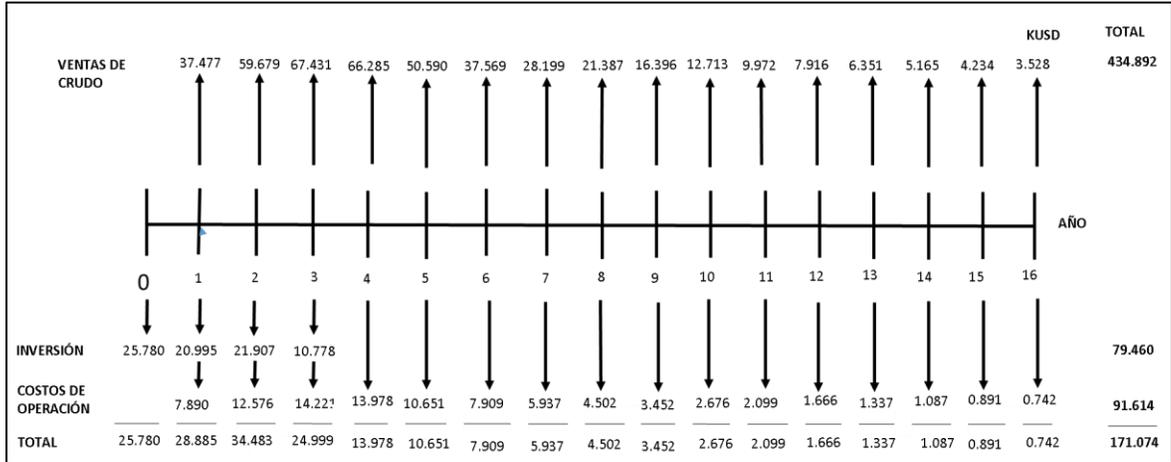
**Figura 32.** Flujo de caja neto Caso 1.



$$\begin{aligned}
 VPN(0,10) = & -25'780.000 + \frac{7'453.112}{(1+0,10)^1} + \frac{23'395.553}{(1+0,10)^2} + \frac{40'402.739}{(1+0,10)^3} \\
 & + \frac{50'309.766}{(1+0,10)^4} + \frac{38'404.548}{(1+0,10)^5} + \frac{28'520.787}{(1+0,10)^6} + \frac{21'406.740}{(1+0,10)^7} \\
 & + \frac{16'230.686}{(1+0,10)^8} + \frac{12'443.526}{(1+0,10)^9} + \frac{9'649.587}{(1+0,10)^{10}} + \frac{7'566.245}{(1+0,10)^{11}} \\
 & + \frac{6'007.776}{(1+0,10)^{12}} + \frac{4'828.831}{(1+0,10)^{13}} + \frac{3'916.359}{(1+0,10)^{14}} + \frac{3'213.837}{(1+0,10)^{15}} \\
 & + \frac{2'672.814}{(1+0,10)^{16}} \\
 \mathbf{VPN(0,10) = 140'895.245 \text{ USD}}
 \end{aligned}$$

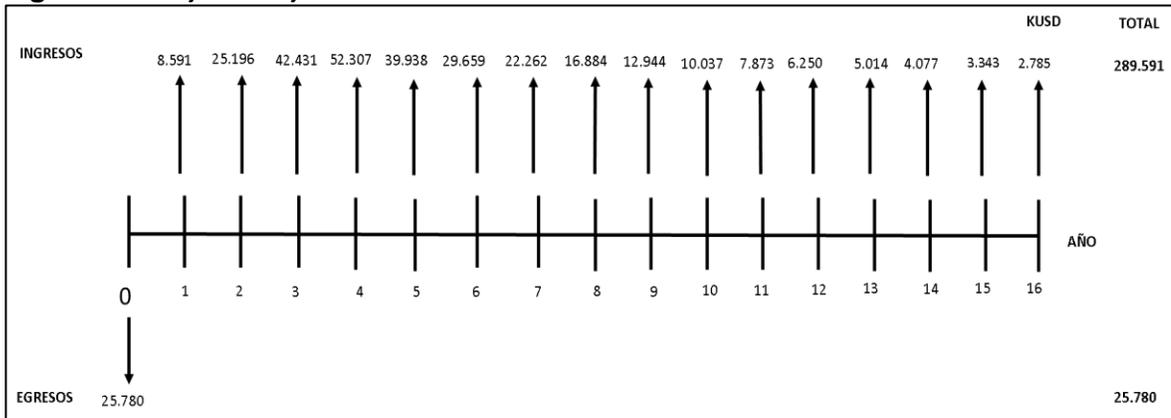
**7.4.2.2 Caso 2 “Escenario Ajuste modelo de predicción de producción”.** La **Figura 33**, ilustra el flujo de efectivo para la producción incremental a lo largo de 16 años evaluados, según el plan de ingresos y egresos proyectados, presentando un aumento de la producción de petróleo. Los ingresos para este proyecto provienen de las ventas de crudo, y los egresos de los costos de la inversión y operación.

**Figura 33.** Flujo de efectivo Caso 2.



En la **Figura 34**, se observa el flujo de caja neto obtenido a partir de la resta de las ventas de crudo y el total de los egresos generados en cada período; igualmente se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente Neto teniendo en cuenta el modelo ajustado de predicción de la producción.

**Figura 34.** Flujo de caja neto Caso 2.



$$\begin{aligned}
\text{VPN}(0,10) = & -25'780.000 + \frac{8'591.683}{(1+0,10)^1} + \frac{25'196.273}{(1+0,10)^2} + \frac{42'431.319}{(1+0,10)^3} \\
& + \frac{52'307.017}{(1+0,10)^4} + \frac{39'938.792}{(1+0,10)^5} + \frac{29'659.357}{(1+0,10)^6} + \frac{22'262.687}{(1+0,10)^7} \\
& + \frac{16'884.758}{(1+0,10)^8} + \frac{12'944.174}{(1+0,10)^9} + \frac{10'037.185}{(1+0,10)^{10}} + \frac{7'873.094}{(1+0,10)^{11}} \\
& + \frac{6'250.025}{(1+0,10)^{12}} + \frac{5'014.555}{(1+0,10)^{13}} + \frac{4'077.859}{(1+0,10)^{14}} + \frac{3'343.037}{(1+0,10)^{15}} \\
& + \frac{2'785.864}{(1+0,10)^{16}} \\
\text{VPN}(0,10) = & \mathbf{149.344.818 \text{ USD}}
\end{aligned}$$

## 7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la campaña de perforación de la Compañía HOCOL S.A., es utilizar el modelo ajustado de predicción de producción del campo durante los próximos 16 años; puesto que le representa una ganancia extraordinaria a dólares de hoy, superior en un 6% (8.449.572 USD) frente al modelo actual de predicción de la producción.

## 8. CONCLUSIONES

- En el desarrollo del proyecto es fundamental tener en cuenta la variable BS&W (Porcentaje de agua libre y sedimentos), ya que debido al mecanismo de producción por medio de acuífero activo del Campo Ocelote, hay altas tasas de producción de agua que así mismo influye en la saturación y producción de petróleo. La tendencia indica que a mayores porcentajes de BS&W, la saturación de petróleo es menor y por ende la producción de petróleo.
- En la zona sur del campo, hay un aumento de 10 psi en la presión promedio de yacimiento. Este aumento se debe a que los pozos están completados en las arenas C7, y al estar más cercanas al acuífero, presenta valores de presión mayores. El origen del cambio presión se debe a las capas del reservorio, estas capas tienen comunicación con el resto del yacimiento, pero debido al ángulo de plegamiento hay un aumento de presión en este punto.
- El software OFM facilita el análisis del comportamiento del campo, permitiendo incorporar los resultados de la metodología en mapas de tiempo y/o mapas de movimiento de fluidos y compararlos con las condiciones actuales del yacimiento. Adicionalmente, estos mapas permiten identificar zonas con oportunidades de drenaje en el campo, representadas por valores bajos de saturación de agua, para futuros planes de desarrollo.
- Los resultados obtenidos de los mapas de movimiento de fluidos coinciden con los datos de producción de la Compañía HOCOL S.A., en donde el pozo más representativo del Campo Ocelote, en términos de producción de petróleo (895 BPPD), es el HCL-50 perforado en Agosto del año 2015 en la zona centro del Campo Ocelote. Esta región presenta los valores más bajos de saturación de agua, y así mismo se identifica como una zona con oportunidad de drenaje
- La saturación de petróleo ( $S_o$ ) en el Campo Ocelote ha disminuido en el tiempo, debido a la invasión de agua en el yacimiento por el acuífero activo presente, evidenciándose una redistribución de los fluidos en el reservorio en donde se identifican regiones con saturación de agua altas (50% a 60%) que corresponden a zonas de mayor corte de agua y menor saturación de petróleo.
- El procedimiento de cálculo de saturaciones actuales de petróleo permite realizar comparativos con el modelo petrofísico actual, tomando como referencia el pozo HCL-84, donde el valor de saturación de agua inicial es de 31%, y para el modelo con la variable ajustada es de 34%. Esto a su vez brinda un adecuado gerenciamiento del yacimiento y valida la metodología aplicada realizando un control de calidad en los datos calculados.

- Los resultados obtenidos, permiten asegurar el cumplimiento del pronóstico de producción del Campo Ocelote, estimada en 14.674 BPPD para el año 2017, desarrollando y produciendo efectivamente las reservas, optimizando ciclos de Exploración y Producción (E&P).
- El proyecto es viable desde el punto de vista financiero, para una compañía operadora, ya que con el nuevo escenario de producción con los valores de saturación ajustados, se calculó nuevamente el VPN, reflejando un aumento de 8'449.572 MUSD respecto a la evaluación inicial.

## 9. RECOMENDACIONES

- Analizar el comportamiento de la invasión de agua proveniente del acuífero activo hacia la formación productora del yacimiento del Campo Ocelote para así poder evitar la redistribución de saturaciones de fluido en la arena productora.
- Desarrollar una metodología de monitoreo y administración de yacimientos de petróleo negro ( $P_{yac} > P_{burbuja}$ ) que permita determinar la evolución de parámetros claves de yacimiento ( daño, Drawdown,  $S_w$  en función del tiempo), los cuales a su vez se relacionan con variables de tipo operacional como el BSW y PIP que son de más fácil manejo y entendimiento. Para el personal operativo el monitoreo de BSW y PIP serán la clave para disparar alarmas en el caso que los valores de estas variables permitan inferir daños o simplemente mantener las condiciones cuando el desempeño de los pozos sea el esperado.
- Generar una guía que sirva de apoyo para actualizar la herramienta del análisis del Drawdown, consolidando los cálculos en un único archivo de Excel, tanto para analizar los pozos verticales como los horizontales, en las compañías en la que aún no se haya implementado este método.
- Realizar la evaluación de saturaciones dinámicas de petróleo actual a través del método de permeabilidades relativas para campos cercanos que comparten las mismas características del yacimiento, como lo son el campo Pintado y Campo Guarrojo.
- Evaluar la saturación de petróleo en la formación Carbonera C5, haciendo el ajuste del comportamiento de las propiedades de los fluidos según el análisis PVT para esta formación.
- Evaluar la implementación de métodos de control de invasión de agua e la formación Carbonera C7, con el fin de controlar la conificación en el yacimiento.
- Validar los resultados de saturación de petróleo obtenidos a través del método de saturaciones dinámicas usando herramientas diferentes al modelo petrofísico actual de la compañía, y en su lugar realizar corridas de simulación utilizando el modelo estático y dinámico del campo obteniendo un ajuste más preciso de la variable saturación de petróleo.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing. 2001.

AMYX, J.W; BASS JR, D.M & WHITING, R. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. Estados Unidos de América: McGraw-Hill Book Company. 1960.

ARCENALES, D. C. (s.f.). Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible del campo ESPOI III. Escuela superior Politécnica del Litoral.

BAYONA, G; JARAMILLO, C & REYES, A. Resultados Paleomagnéticos en unidades del Paleógeno de Colombia y este de Venezuela, y posibles usos para la caracterización de contactos discordantes. Universidad Nacional de Colombia. 2006.

BÜRGL, H. Historia Geológica de Colombia. Academia Colombiana de Ciencias y del Instituto de Ciencias de la Universidad Nacional de Colombia. 1961.

CEDIEL, F; SHAW R.P & CÁCERES. Tectonic assembly of the Northern Andean Block. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics. 2003.

COOPER, M. A. *Et Al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. Boletín de la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, AAPG Boletín, Volumen 79, Número 10. 1995.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. América Latina. Colombia. Décima parte. Centre National de la Recherche Scientifique, París. 1974. Vol 5. Fascículo 4b.

ESCOBAR, Humberto. Fundamentos De Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana. 2000.

FAJARDO, A. *Et Al.* Evaluación Regional Meta, ECOPETROL. ICP. Informe Interno. 1998.

GERMERAAD, JH; HOPPING CA & MULLER J. Palynology of Tertiary sediments from tropical areas. Review of Palaeobotany and Palynology. 1968.

HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C: Volumen 2 de 12. 2014.

----- Informe Técnico Anual. Contato de Exploración y Producción Guarrjo. Campo Ocelote, Año 2014. Bogotá D.C 2014.

HUBMAN C.W. Stratigraphy and Petrology. New York. 1970.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110 p.

----- Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, 12 p.

----- Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998. 8 p.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. América Latina. Colombia. Primera Parte. Centre National de la Recherche Scientifique, París.1968. Vol 5. Fascículo 4<sup>a</sup>.

LAKE, L. W. Petroleum Engineering Handbook. Austin, Texas: Society of petroleum Engineers. 2007.

LOWE W.B & TROTTER. G.L. Nuevas Tácticas para el manejo de producción. Oilfield Review. 1999.

LYONS, W. C; GUO, B., & GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Louisiana: Elsevier Science & Technology Books. 2007.

NOTESTEIN, F.B; HUBACH, C.W. & BOWLER (J.W) Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Bull Geol. Soc. Amer., vol. 55,

PEREZ, V.E & BOLIVAR, A.L. Cuenca de los Llanos Orientales, exploración petrolera en la subcuenca Apia-Ariair. Publicaciones II Simposio Bolivarino de Exploración Petrolera en las cuencas subandinas. 1985.

SANDER, L. A manual of Field Hydrogeology. Prentice-Hall, Cuarta edición. 1998.

SARMIENTO, J.C. Petroleum Geology of Colombia. Colombia: 2011. 49 p.

WASHBURNE, K.D. Oil Possibilities of Colombia. Pittsburg. 1923.

WHEELER, O.C. Tertiary Stratigraphy. Philadelphia.1935.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### RESULTADOS PROCEDIMIENTO EN MICROSOFT EXCEL POZO HCL-84.

**Figura 1.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 18/10/2007 al 10/12/2007.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 18/10/2007 to 13/11/2007. The bottom screenshot shows data from 29/11/2007 to 10/12/2007. Both tables have the following columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP Corrección, ESP Depth, Perf., Bo, Bw, jw, jw, Krw/Kr, Sw, Sgr, and So. The data points are numerical values representing production and well parameters over time.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corrección	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	jw	jw	Krw/Kr	Sw	Sgr	So
18/10/2007	113	6	119	5%	1165	1165	3800	1.257	1.034	1.026	9.020	0.377	0.002	0.345	0.250	0.410
19/10/2007	715	81	796	10%	1119	1119	3800	1.212	1.025	1.026	8.960	0.376	0.005	0.351	0.250	0.399
20/10/2007	672	67	739	9%	1125	1125	3800	1.218	1.035	1.026	8.966	0.376	0.004	0.349	0.250	0.401
21/10/2007	734	75	809	9%	1137	1137	3800	1.230	1.035	1.026	8.999	0.377	0.004	0.349	0.250	0.401
22/10/2007	677	66	743	9%	1137	1137	3800	1.229	1.035	1.026	8.999	0.377	0.004	0.348	0.250	0.402
23/10/2007	673	67	740	9%	1136	1136	3800	1.229	1.035	1.026	8.998	0.376	0.004	0.348	0.250	0.402
24/10/2007	671	68	739	9%	1106	1106	3800	1.199	1.035	1.026	8.965	0.376	0.004	0.349	0.250	0.401
25/10/2007	720	77	797	10%	1161	1161	3800	1.254	1.034	1.026	9.025	0.377	0.004	0.350	0.250	0.400
26/10/2007	689	67	756	9%	1162	1162	3800	1.254	1.034	1.026	9.026	0.377	0.004	0.348	0.250	0.402
27/10/2007	666	71	737	10%	1160	1160	3800	1.253	1.034	1.026	9.024	0.377	0.004	0.350	0.250	0.400
28/10/2007	666	77	743	10%	1167	1167	3800	1.260	1.034	1.026	9.032	0.377	0.005	0.351	0.250	0.399
29/10/2007	660	81	731	11%	1173	1173	3800	1.266	1.034	1.026	9.038	0.377	0.005	0.353	0.250	0.397
30/10/2007	635	89	724	12%	1171	1171	3800	1.264	1.034	1.026	9.036	0.377	0.006	0.355	0.250	0.394
31/10/2007	639	94	733	13%	1172	1172	3800	1.265	1.034	1.026	9.037	0.377	0.006	0.357	0.250	0.393
01/11/2007	662	86	738	12%	1172	1172	3800	1.265	1.034	1.026	9.037	0.377	0.006	0.354	0.250	0.396
02/11/2007	660	88	738	12%	1172	1172	3800	1.265	1.034	1.026	9.037	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
03/11/2007	664	88	752	12%	1172	1172	3800	1.265	1.034	1.026	9.037	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
04/11/2007	664	90	744	12%	1170	1170	3800	1.263	1.034	1.026	9.035	0.377	0.006	0.356	0.250	0.394
05/11/2007	633	85	718	12%	1180	1180	3800	1.272	1.034	1.026	9.045	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
06/11/2007	607	81	688	12%	1183	1183	3800	1.276	1.034	1.026	9.049	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
07/11/2007	639	95	734	12%	1183	1183	3800	1.276	1.034	1.026	9.049	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
08/11/2007	635	83	709	12%	1183	1183	3800	1.276	1.034	1.026	9.049	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
09/11/2007	629	85	714	12%	1181	1181	3800	1.274	1.034	1.026	9.047	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
10/11/2007	643	84	727	12%	1181	1181	3800	1.274	1.034	1.026	9.047	0.377	0.006	0.354	0.250	0.396
11/11/2007	624	83	707	12%	1181	1181	3800	1.274	1.034	1.026	9.047	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
12/11/2007	631	92	723	13%	1179	1179	3800	1.272	1.034	1.026	9.045	0.377	0.006	0.357	0.250	0.393
13/11/2007	626	84	710	12%	1178	1178	3800	1.271	1.034	1.026	9.043	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
29/11/2007	627	85	713	12%	1177	1177	3800	1.270	1.034	1.026	9.042	0.377	0.006	0.355	0.250	0.395
30/11/2007	616	91	709	13%	1177	1177	3800	1.270	1.034	1.026	9.042	0.377	0.006	0.357	0.250	0.393
31/11/2007	618	94	712	13%	1176	1176	3800	1.269	1.034	1.026	9.042	0.377	0.006	0.358	0.250	0.392
01/12/2007	617	95	712	13%	1176	1176	3800	1.269	1.034	1.026	9.042	0.377	0.006	0.358	0.250	0.392
02/12/2007	661	103	764	13%	1179	1179	3800	1.271	1.034	1.026	9.043	0.377	0.006	0.358	0.250	0.392
03/12/2007	591	98	689	14%	1183	1183	3800	1.276	1.034	1.026	9.049	0.377	0.007	0.359	0.250	0.391
04/12/2007	591	101	692	15%	1186	1186	3800	1.280	1.034	1.026	9.053	0.377	0.007	0.359	0.250	0.391
05/12/2007	588	95	683	14%	1186	1186	3800	1.279	1.034	1.026	9.052	0.377	0.007	0.358	0.250	0.392
06/12/2007	574	95	669	14%	1185	1185	3800	1.278	1.034	1.026	9.052	0.377	0.007	0.359	0.250	0.391
07/12/2007	577	90	667	13%	1185	1185	3800	1.278	1.034	1.026	9.051	0.377	0.006	0.358	0.250	0.392
08/12/2007	579	92	671	14%	1185	1185	3800	1.278	1.034	1.026	9.051	0.377	0.007	0.358	0.250	0.392
09/12/2007	580	90	670	13%	1194	1194	3800	1.287	1.034	1.026	9.061	0.378	0.006	0.358	0.250	0.392
10/12/2007	615	97	712	14%	1204	1204	3800	1.297	1.034	1.026	9.071	0.378	0.007	0.358	0.250	0.392
11/12/2007	614	97	711	14%	1203	1203	3800	1.296	1.034	1.026	9.071	0.378	0.007	0.358	0.250	0.392
12/12/2007	615	95	711	14%	1205	1205	3800	1.298	1.034	1.026	9.073	0.378	0.006	0.358	0.250	0.392
13/12/2007	378	59	437	14%	1205	1205	3800	1.298	1.034	1.026	9.073	0.378	0.006	0.358	0.250	0.392
14/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
15/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
16/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
17/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
18/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
19/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
20/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
21/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
22/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
23/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
24/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
25/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
26/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
27/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
28/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
29/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420
30/12/2007					1205	1205	3800							0.330	0.250	0.420

**Figura 2.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 11/12/2007 al 02/02/2008.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The top screenshot shows data from 11/12/2007 to 06/01/2008, and the bottom screenshot shows data from 07/01/2008 to 02/02/2008. The data is organized into columns representing various production and well parameters.

FECHA	BOFPD	BWP	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Paif	Bo	Bw	mu	pw	Krw / Kr	Sw	Sg	So
11/12/2007						1205	3800							0.330	0.250	0.420
12/12/2007	299	291	590	49%	0	862	3800	969	1.036	1.026	8.692	0.372	0.041	0.413	0.250	0.337
13/12/2007	598	90	688	13%	862	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.368	0.250	0.392
14/12/2007	592	90	682	13%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.368	0.250	0.392
15/12/2007	746	109	855	13%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.368	0.250	0.392
16/12/2007	641	89	730	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.368	0.250	0.394
17/12/2007	662	85	737	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.365	0.250	0.395
18/12/2007	769	112	881	13%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.367	0.250	0.393
19/12/2007	649	91	740	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.367	0.250	0.393
20/12/2007	644	86	732	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
21/12/2007	633	90	723	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.367	0.250	0.393
22/12/2007	624	86	710	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
23/12/2007	557	86	683	13%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.367	0.250	0.393
24/12/2007	769	104	873	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
25/12/2007	639	89	728	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
26/12/2007	634	86	720	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
27/12/2007	663	101	764	13%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.392
28/12/2007	727	96	825	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
29/12/2007	807	107	914	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.365	0.250	0.395
30/12/2007	765	102	867	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.365	0.250	0.395
31/12/2007	769	106	873	12%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.688	0.372	0.006	0.366	0.250	0.394
01/01/2008	710	62	772	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
02/01/2008	738	65	803	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
03/01/2008	711	63	774	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
04/01/2008	716	63	779	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
05/01/2008	708	64	772	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
06/01/2008	551	67	618	8%	0	862	3800	965	1.036	1.026	8.687	0.372	0.004	0.347	0.250	0.403
07/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
08/01/2008	407	24	431	6%	0	862	3800	954	1.036	1.026	8.687	0.372	0.003	0.341	0.250	0.429
09/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
10/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
11/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
12/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
13/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
14/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
15/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
16/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
17/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
18/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
19/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
20/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
21/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
22/01/2008						862	3800							0.330	0.250	0.420
23/01/2008	250	96	346	26%	962	962	3800	1.046	1.036	1.026	8.001	0.373	0.016	0.376	0.250	0.374
24/01/2008	371	39	410	10%	862	862	3800	975	1.036	1.026	8.714	0.372	0.004	0.360	0.250	0.400
25/01/2008	381	42	423	10%	841	841	3800	934	1.036	1.026	8.659	0.372	0.005	0.361	0.250	0.399
26/01/2008	439	50	489	10%	803	803	3800	896	1.036	1.026	8.615	0.371	0.005	0.362	0.250	0.398
27/01/2008	398	45	443	10%	786	786	3800	870	1.036	1.026	8.580	0.371	0.005	0.362	0.250	0.398
28/01/2008	406	47	453	10%	756	756	3800	848	1.037	1.026	8.568	0.370	0.005	0.362	0.250	0.398
29/01/2008	490	57	547	10%	707	707	3800	800	1.037	1.026	8.521	0.369	0.005	0.362	0.250	0.398
30/01/2008	444	52	496	10%	681	681	3800	774	1.037	1.026	8.486	0.369	0.005	0.363	0.250	0.397
31/01/2008	520	60	580	10%	657	657	3800	749	1.038	1.026	8.474	0.368	0.005	0.362	0.250	0.398
01/02/2008	470	90	560	16%	677	677	3800	771	1.037	1.026	8.493	0.369	0.008	0.362	0.250	0.398
02/02/2008	600	115	715	16%	568	568	3800	661	1.038	1.026	8.392	0.367	0.008	0.362	0.250	0.398

**Figura 3.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 03/02/2008 al 27/03/2008.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The spreadsheet contains production data for well HCL-84 from February 3, 2008, to March 27, 2008. The data is organized into a table with columns for various production parameters.

**Table 1: Production Data (03/02/2008 to 27/03/2008)**

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	ps	pw	Krw/Rr	Sw	Sor	So
03/02/2008	553	107	660	16%	514	514	3880	608	1.038	1.026	0.344	0.366	0.008	0.362	0.250	0.388
04/02/2008	601	114	715	16%	568	568	3880	661	1.036	1.026	0.392	0.367	0.008	0.361	0.250	0.389
05/02/2008	652	106	658	16%	501	501	3880	594	1.038	1.026	0.332	0.366	0.008	0.362	0.250	0.388
06/02/2008	572	108	680	16%	474	474	3880	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.008	0.362	0.250	0.388
07/02/2008	569	108	677	16%	456	456	3880	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
08/02/2008	589	110	699	16%	447	447	3880	540	1.039	1.027	0.286	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
09/02/2008	574	111	685	16%	432	432	3880	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
10/02/2008	636	123	759	16%	426	426	3880	519	1.039	1.027	0.266	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
11/02/2008	575	111	686	16%	431	431	3880	524	1.039	1.027	0.270	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
12/02/2008	563	109	672	16%	432	432	3880	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
13/02/2008	584	113	697	16%	411	411	3880	504	1.039	1.027	0.253	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
14/02/2008	547	103	650	16%	446	446	3880	539	1.039	1.027	0.283	0.365	0.008	0.361	0.250	0.389
15/02/2008	589	112	701	16%	393	393	3880	496	1.039	1.027	0.238	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
16/02/2008	582	113	695	16%	387	387	3880	480	1.039	1.027	0.234	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
17/02/2008	480	93	573	16%	0	307	3880	480	1.039	1.027	0.234	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
18/02/2008	629	96	695	8%	0	307	3880	480	1.039	1.027	0.233	0.364	0.004	0.347	0.250	0.403
19/02/2008	562	100	662	15%	0	307	3880	480	1.039	1.027	0.233	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
20/02/2008	597	111	708	16%	403	403	3880	496	1.039	1.027	0.246	0.365	0.008	0.361	0.250	0.389
21/02/2008	577	114	691	16%	387	387	3880	490	1.039	1.027	0.242	0.364	0.009	0.362	0.250	0.388
22/02/2008	573	120	693	16%	396	396	3880	496	1.039	1.027	0.240	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
23/02/2008	586	114	700	16%	396	396	3880	499	1.039	1.027	0.240	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
24/02/2008	588	116	704	16%	408	408	3880	501	1.039	1.027	0.251	0.365	0.009	0.362	0.250	0.388
25/02/2008	596	114	710	16%	407	407	3880	500	1.039	1.027	0.250	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
26/02/2008	569	111	680	16%	406	406	3880	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.009	0.362	0.250	0.388
27/02/2008	566	111	677	16%	411	411	3880	504	1.039	1.027	0.253	0.365	0.009	0.362	0.250	0.388
28/02/2008	572	111	683	16%	408	408	3880	501	1.039	1.027	0.251	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
29/02/2008	555	110	676	16%	407	407	3880	500	1.039	1.027	0.250	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388

**Table 2: Production Data (01/03/2008 to 27/03/2008)**

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	ps	pw	Krw/Rr	Sw	Sor	So
01/03/2008	596	112	708	16%	407	407	3880	500	1.039	1.027	0.250	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
02/03/2008	606	114	720	16%	406	406	3880	499	1.039	1.027	0.249	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
03/03/2008	679	109	688	16%	406	406	3880	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
04/03/2008	583	109	692	16%	406	406	3880	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.008	0.361	0.250	0.389
05/03/2008	594	112	706	16%	0	406	3880	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.008	0.362	0.250	0.388
06/03/2008	606	114	720	16%	373	373	3880	466	1.039	1.027	0.222	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
07/03/2008	623	117	740	16%	346	346	3880	439	1.039	1.027	0.200	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
08/03/2008	615	116	731	16%	349	349	3880	442	1.039	1.027	0.202	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
09/03/2008	607	114	721	16%	349	349	3880	442	1.039	1.027	0.202	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
10/03/2008	598	108	706	15%	348	348	3880	441	1.039	1.027	0.201	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
11/03/2008	721	135	856	16%	354	354	3880	447	1.039	1.027	0.206	0.364	0.009	0.362	0.250	0.388
12/03/2008	590	111	701	16%	368	368	3880	452	1.039	1.027	0.210	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
13/03/2008	598	112	710	16%	369	369	3880	452	1.039	1.027	0.210	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
14/03/2008	597	111	708	16%	367	367	3880	450	1.039	1.027	0.209	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
15/03/2008	611	110	721	15%	409	409	3880	502	1.039	1.027	0.251	0.365	0.008	0.361	0.250	0.389
16/03/2008	586	110	696	16%	370	370	3880	463	1.039	1.027	0.219	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
17/03/2008	588	110	696	16%	368	368	3880	461	1.039	1.027	0.217	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
18/03/2008	607	110	697	16%	368	368	3880	461	1.039	1.027	0.217	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
19/03/2008	590	110	701	16%	367	367	3880	460	1.039	1.027	0.216	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
20/03/2008	588	111	699	16%	367	367	3880	460	1.039	1.027	0.217	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
21/03/2008	593	109	692	16%	367	367	3880	460	1.039	1.027	0.217	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
22/03/2008	589	111	700	16%	367	367	3880	460	1.039	1.027	0.216	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
23/03/2008	584	110	694	16%	365	365	3880	459	1.039	1.027	0.215	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
24/03/2008	596	110	696	16%	366	366	3880	459	1.039	1.027	0.216	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
25/03/2008	594	112	706	16%	367	367	3880	460	1.039	1.027	0.216	0.364	0.008	0.362	0.250	0.388
26/03/2008	596	111	707	16%	366	366	3880	459	1.039	1.027	0.216	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389
27/03/2008	677	108	685	16%	374	374	3880	467	1.039	1.027	0.222	0.364	0.008	0.361	0.250	0.389

**Figura 4.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 28/03/2008 al 20/05/2008.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from 28/03/2008 to 20/05/2008. The bottom screenshot shows a continuation of the data from 25/04/2008 to 20/05/2008. The columns represent various production and operational parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NBSW	PIP	PIP Corrección	ESP Depth	Pwf	Ba	Bw	ja	pw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
28/03/2008	580	109	689	16%	352	352	3880	475	1.039	1.027	0.229	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
29/03/2008	580	109	689	16%	350	350	3880	473	1.039	1.027	0.228	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
30/03/2008	580	109	689	16%	0	300	3880	473	1.039	1.027	0.228	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
31/03/2008	580	109	689	16%	374	374	3880	467	1.039	1.027	0.222	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
01/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
02/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
03/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
04/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
05/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
06/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
07/04/2008	520	100	620	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
08/04/2008	517	100	617	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
09/04/2008	517	100	617	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
10/04/2008	517	100	617	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
11/04/2008	517	100	617	16%	0	374	3880	467	1.039	1.027	0.223	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
12/04/2008	517	100	617	16%	365	365	3880	468	1.039	1.027	0.215	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
13/04/2008	628	121	749	16%	0	365	3880	459	1.039	1.027	0.215	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
14/04/2008	628	121	749	16%	0	365	3880	459	1.039	1.027	0.215	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
15/04/2008	625	120	745	16%	359	359	3880	452	1.039	1.027	0.210	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
16/04/2008	625	120	745	16%	0	359	3880	452	1.039	1.027	0.210	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
17/04/2008	625	120	745	16%	0	359	3880	452	1.039	1.027	0.210	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
18/04/2008	625	120	745	16%	361	361	3880	454	1.039	1.027	0.212	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
19/04/2008	625	120	745	16%	0	361	3880	454	1.039	1.027	0.212	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
20/04/2008	625	120	745	16%	0	361	3880	454	1.039	1.027	0.212	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
21/04/2008	625	120	745	16%	0	361	3880	454	1.039	1.027	0.212	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
22/04/2008	625	120	745	16%	0	361	3880	454	1.039	1.027	0.212	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
23/04/2008	599	113	702	16%	304	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NBSW	PIP	PIP Corrección	ESP Depth	Pwf	Ba	Bw	ja	pw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
24/04/2008	589	113	702	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
25/04/2008	590	113	703	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
26/04/2008	590	113	703	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
27/04/2008	590	114	704	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
28/04/2008	590	114	704	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
29/04/2008	590	114	704	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
30/04/2008	590	114	704	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
01/05/2008	549	102	651	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
02/05/2008	549	102	651	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
03/05/2008	549	102	651	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
04/05/2008	549	102	651	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
05/05/2008	549	102	651	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
06/05/2008	550	102	652	16%	0	304	3880	407	1.039	1.027	0.239	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
07/05/2008	570	104	674	15%	364	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
08/05/2008	570	104	674	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
09/05/2008	568	105	673	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
10/05/2008	567	105	673	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
11/05/2008	562	112	674	17%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
12/05/2008	570	104	674	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
13/05/2008	570	104	674	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
14/05/2008	568	105	673	16%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
15/05/2008	570	104	674	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
16/05/2008	570	104	674	15%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
17/05/2008	568	105	673	16%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.361	0.250	0.389
18/05/2008	566	107	673	16%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
19/05/2008	564	110	674	16%	0	364	3880	477	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.362	0.250	0.388
20/05/2008	456	117	673	17%	0	364	3880	472	1.039	1.027	0.231	0.364	0.000	0.362	0.250	0.387

**Figura 5.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 de 21/052008 al 13/07/2008.

The figure displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The spreadsheet contains production data for well HCL-84, organized in columns labeled A through Q. The data is presented in two distinct sections, one above the other, separated by a horizontal line.

**Top Screenshot (21/05/2008 to 16/06/2008):**

- Columns:** A: FECHA, B: BOPO, C: BWPD, D: BFPD, E: NBSW, F: PIP, G: PIP\_Consigida, H: ESP\_Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: Jp, M: Jw, N: Kpw / Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So.
- Rows:** 210 to 244. The first row (210) has a date of 21/05/2008. The last row (244) has a date of 16/06/2008.
- Values:** BOPO values range from 562 to 535. BWPD values range from 112 to 126. BFPD values range from 674 to 667. NBSW values range from 17% to 20%. PIP values are mostly 0, with some 300. PIP\_Consigida values are 354 or 390. ESP\_Depth values are 3000. Pwf values are 477 or 492. Bo values are 1.039. Bw values are 1.027. Jp values are 0.231. Jw values are 0.364. Kpw / Kr values are 0.009 or 0.011. Sw values are 0.362 or 0.366. Sor values are 0.250. So values are 0.388 or 0.394.

**Bottom Screenshot (17/06/2008 to 27/07/2008):**

- Columns:** A: FECHA, B: BOPO, C: BWPD, D: BFPD, E: NBSW, F: PIP, G: PIP\_Consigida, H: ESP\_Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: Jp, M: Jw, N: Kpw / Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So.
- Rows:** 245 to 271. The first row (245) has a date of 17/06/2008. The last row (271) has a date of 27/07/2008.
- Values:** BOPO values range from 528 to 564. BWPD values range from 126 to 129. BFPD values range from 666 to 694. NBSW values range from 19% to 20%. PIP values are mostly 0, with some 300. PIP\_Consigida values are 390. ESP\_Depth values are 3000. Pwf values are 492. Bo values are 1.039. Bw values are 1.027. Jp values are 0.243. Jw values are 0.364. Kpw / Kr values are 0.011 or 0.009. Sw values are 0.366 or 0.362. Sor values are 0.250. So values are 0.384 or 0.394.

**Figura 6.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 14/07/2008 al 05/09/2008.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from July 14, 2008, to September 5, 2008. The bottom screenshot shows a continuation of the data from August 10, 2008, to September 5, 2008. The spreadsheet interface includes the ribbon (Archivo, Inicio, Insertar, etc.), the formula bar, and the grid of data. The data columns are: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, NISW, PIP, PIP Correjido, ESP\_Depth, Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Krw/Rz, Sw, Sor, and Se. The values in the PIP and PIP Correjido columns are consistently 0 or 388. The ESP\_Depth values are mostly 3880, with some variations to 5900. The Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Krw/Rz, Sw, Sor, and Se columns contain numerical values representing various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NISW	PIP	PIP Correjido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw/Rz	Sw	Sor	Se
14/07/2008	559	133	692	19%	0	388	3880	492	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.366	0.250	0.364
15/07/2008	563	130	693	19%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
16/07/2008	574	120	694	17%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.009	0.363	0.250	0.367
17/07/2008	561	132	693	19%	0	388	3880	492	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
18/07/2008	587	107	694	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
19/07/2008	587	107	694	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
20/07/2008	587	107	694	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
21/07/2008	587	107	694	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
22/07/2008	587	107	694	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
23/07/2008	567	127	694	18%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.364	0.250	0.368
24/07/2008	566	128	694	18%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
25/07/2008	636	60	696	9%	0	388	3880	490	1.039	1.027	0.242	0.364	0.004	0.349	0.250	0.402
26/07/2008	572	122	694	18%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.009	0.364	0.250	0.365
27/07/2008	534	97	631	15%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
28/07/2008	530	101	631	16%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.008	0.362	0.250	0.368
29/07/2008	530	101	631	16%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.008	0.362	0.250	0.368
30/07/2008	532	96	630	16%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.242	0.364	0.008	0.361	0.250	0.369
31/07/2008	530	101	631	16%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.008	0.362	0.250	0.368
01/08/2008	512	114	626	18%	0	388	3880	491	1.039	1.027	0.243	0.364	0.010	0.364	0.250	0.366
02/08/2008	493	112	606	19%	0	497	3880	590	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.365
03/08/2008	491	115	606	19%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.365
04/08/2008	488	118	606	19%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
05/08/2008	489	118	607	19%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.364
06/08/2008	487	120	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
07/08/2008	493	113	606	19%	0	497	3880	590	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.365
08/08/2008	490	115	606	19%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.365
09/08/2008	487	120	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
10/08/2008	493	113	606	19%	0	497	3880	590	1.038	1.026	0.229	0.366	0.010	0.366	0.250	0.365
11/08/2008	497	120	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
12/08/2008	487	120	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
13/08/2008	483	124	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.367	0.250	0.363
14/08/2008	485	122	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
15/08/2008	486	122	607	20%	0	497	3880	591	1.038	1.026	0.229	0.366	0.011	0.366	0.250	0.364
16/08/2008	487	120	607	20%	388	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.366	0.250	0.364
17/08/2008	487	120	607	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.366	0.250	0.364
18/08/2008	490	115	606	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
19/08/2008	485	121	606	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.366	0.250	0.364
20/08/2008	487	120	607	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.366	0.250	0.364
21/08/2008	487	120	607	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.366	0.250	0.364
22/08/2008	497	108	606	18%	0	388	3880	481	1.039	1.027	0.234	0.364	0.009	0.364	0.250	0.366
23/08/2008	493	113	606	19%	0	388	3880	481	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.366
24/08/2008	484	123	607	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.367	0.250	0.363
25/08/2008	484	122	606	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.367	0.250	0.363
26/08/2008	483	123	606	20%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.011	0.367	0.250	0.363
27/08/2008	487	116	603	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.364
28/08/2008	489	114	603	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
29/08/2008	488	115	603	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.365
30/08/2008	488	114	602	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.366
31/08/2008	489	114	603	19%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.234	0.364	0.010	0.366	0.250	0.366
01/09/2008	461	132	593	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.369	0.250	0.361
02/09/2008	463	129	592	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.369	0.250	0.361
03/09/2008	465	126	591	21%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.368	0.250	0.362
04/09/2008	461	131	592	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.369	0.250	0.361
05/09/2008	461	131	592	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.369	0.250	0.361

**Figura 7.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 06/09/2008 al 29/10/2008.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 06/09/2008 to 29/10/2008. The bottom screenshot shows data for the period from 03/10/2008 to 29/10/2008. Both screenshots show a table with columns for various production and reservoir parameters. The columns are: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, MBSW, PIP, PIP\_Corregida, ESP\_Depth, Perf., Bo, Bw, Jw, Jw', Krv/Kr, Sw, Sor, and So. The data rows are numbered sequentially from 306 to 352 in the top screenshot and 353 to 378 in the bottom screenshot.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	MBSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jw	Jw'	Krv/Kr	Sw	Sor	So
06/09/2008	464	128	592	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.369	0.250	0.381
07/09/2008	464	128	592	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.012	0.369	0.250	0.381
08/09/2008	461	132	593	22%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.369	0.250	0.381
09/09/2008	458	135	593	23%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.370	0.250	0.380
10/09/2008	456	136	593	23%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.370	0.250	0.380
11/09/2008	456	139	595	23%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.371	0.250	0.379
12/09/2008	458	135	593	23%	0	388	3880	482	1.039	1.027	0.235	0.364	0.013	0.370	0.250	0.380
13/09/2008	523	149	672	22%	400	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
14/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
15/09/2008	525	141	670	21%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.368	0.250	0.382
16/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
17/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
18/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
19/09/2008	520	153	673	23%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.013	0.370	0.250	0.380
20/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
21/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
22/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
23/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
24/09/2008	529	141	670	21%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.368	0.250	0.382
25/09/2008	542	124	666	19%	0	400	3880	489	1.039	1.027	0.244	0.365	0.010	0.365	0.250	0.385
26/09/2008	523	149	672	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
27/09/2008	524	148	670	22%	0	400	3880	484	1.039	1.027	0.245	0.365	0.012	0.369	0.250	0.381
28/09/2008	504	148	660	22%	879	879	3880	973	1.036	1.026	0.711	0.372	0.012	0.369	0.250	0.381
29/09/2008	508	148	648	22%	0	879	3880	973	1.036	1.026	0.711	0.372	0.012	0.368	0.250	0.382
30/09/2008	510	138	648	21%	0	879	3880	973	1.036	1.026	0.711	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
01/10/2008	534	111	645	17%	0	879	3880	972	1.036	1.026	0.711	0.372	0.009	0.363	0.250	0.387
02/10/2008	73	73	402	18%	872	872	3880	965	1.036	1.026	0.701	0.372	0.009	0.364	0.250	0.386

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	MBSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jw	Jw'	Krv/Kr	Sw	Sor	So
03/10/2008	71	71	402	18%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.701	0.372	0.009	0.363	0.250	0.387
04/10/2008	331	71	402	18%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.701	0.372	0.009	0.363	0.250	0.387
05/10/2008	329	73	402	18%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.701	0.372	0.008	0.364	0.250	0.386
06/10/2008	327	75	402	19%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.702	0.372	0.010	0.364	0.250	0.386
07/10/2008	321	81	402	20%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.366	0.250	0.384
08/10/2008	321	81	402	20%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.366	0.250	0.384
09/10/2008	325	77	402	19%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.010	0.365	0.250	0.385
10/10/2008	327	75	402	19%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.702	0.372	0.010	0.364	0.250	0.386
11/10/2008	327	75	402	19%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.702	0.372	0.010	0.364	0.250	0.386
12/10/2008	318	82	402	21%	0	872	3880	965	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.366	0.250	0.384
13/10/2008	320	82	402	20%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.366	0.250	0.384
14/10/2008	317	84	401	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
15/10/2008	317	85	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
16/10/2008	318	84	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
17/10/2008	317	85	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
18/10/2008	317	85	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
19/10/2008	317	85	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
20/10/2008	317	86	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
21/10/2008	317	86	402	21%	0	872	3880	966	1.036	1.026	0.702	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
22/10/2008	347	93	440	21%	880	880	3880	974	1.036	1.026	0.712	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
23/10/2008	347	93	440	21%	0	880	3880	974	1.036	1.026	0.712	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
24/10/2008	347	93	440	21%	0	880	3880	974	1.036	1.026	0.712	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
25/10/2008	348	92	440	21%	0	880	3880	974	1.036	1.026	0.712	0.372	0.011	0.367	0.250	0.383
26/10/2008	117	31	148	21%	1217	1217	3880	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
27/10/2008	117	31	148	21%	0	1217	3880	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
28/10/2008	117	31	148	21%	0	1217	3880	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
29/10/2008	117	31	148	21%	0	1217	3880	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383

**Figura 8.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 30/10/2008 al 22/12/2008.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 30/10/2008 to 25/11/2008. The bottom screenshot shows data for the period from 20/11/2008 to 22/12/2008. Both screenshots show a table with the following columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP Correjido, ESP Depth, Perf, Bo, Bw, Jp, Jw, Kpw/Kr, Sw, Sot, and So. The data rows are numbered sequentially in each screenshot.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Correjido	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw / Kr	Sw	Sot	So
30/10/2008	116	31	147	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
31/10/2008	119	32	147	19%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.010	0.364	0.250	0.386
01/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
02/11/2008	119	31	150	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
03/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
04/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
05/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
06/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
07/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
08/11/2008	120	32	152	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
09/11/2008	120	32	152	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
10/11/2008	120	32	152	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
11/11/2008	120	30	150	20%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.010	0.365	0.250	0.386
12/11/2008	120	32	152	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.086	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
13/11/2008	117	33	150	22%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
14/11/2008	117	33	150	22%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
15/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
16/11/2008	119	32	151	21%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
17/11/2008	119	32	150	22%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
18/11/2008	117	33	150	22%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
19/11/2008	117	34	151	23%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
20/11/2008	117	34	151	23%	0	1217	3890	1.311	1.034	1.026	9.087	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
21/11/2008	117	34	151	23%	1239	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
22/11/2008	117	34	151	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
23/11/2008	117	34	151	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
24/11/2008	116	35	151	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.381
25/11/2008	117	34	151	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Correjido	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw / Kr	Sw	Sot	So
20/11/2008	117	34	151	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
21/11/2008	117	33	150	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
22/11/2008	117	33	150	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
23/11/2008	117	33	150	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.368	0.250	0.382
24/11/2008	121	32	153	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
25/11/2008	120	33	153	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
01/12/2008	121	32	153	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
02/12/2008	120	33	153	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
03/12/2008	121	32	153	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
04/12/2008	120	33	153	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
05/12/2008	117	35	152	23%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.012	0.369	0.250	0.381
06/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
07/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
08/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
09/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
10/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
11/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
12/12/2008	121	31	152	20%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
13/12/2008	120	31	151	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.366	0.250	0.384
14/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
15/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
16/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
17/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
18/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
19/12/2008	119	33	152	22%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
20/12/2008	120	32	152	21%	0	1239	3890	1.333	1.034	1.026	9.110	0.378	0.011	0.367	0.250	0.383
21/12/2008	117	35	152	23%	1243	1243	3890	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.369	0.250	0.381
22/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3890	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.369	0.250	0.381

**Figura 9.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 12/12/2008 al 14/02/2009.

The figure displays two screenshots of an Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The top screenshot shows data from 22/12/2008 to 14/02/2009, and the bottom screenshot shows data from 18/01/2009 to 14/02/2009. The spreadsheet contains production data for well HCL-84, with columns for various parameters including BOPD, BWPD, BEPD, NSW, PIP, PIP\_Corregido, ESP\_Depth, Prof., Bo, Bw, jw, jwr, Kwr/Rr, Sw, Sor, and So.

FECHA	BOPD	BWPD	BEPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	jw	jwr	Kwr/Rr	Sw	Sor	So
22/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
24/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
25/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
26/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
27/12/2008	114	38	152	25%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.014	0.372	0.250	0.378
30/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
29/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
30/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
31/12/2008	117	35	152	23%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.012	0.368	0.250	0.361
01/01/2009	221	71	292	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
02/01/2009	221	71	292	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
03/01/2009	182	59	241	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
04/01/2009	181	58	239	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
05/01/2009	182	59	241	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
06/01/2009	182	59	241	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
07/01/2009	182	59	241	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
08/01/2009	182	59	241	24%	0	1243	3800	1.337	1.034	1.026	9.115	0.378	0.013	0.371	0.250	0.379
09/01/2009	289	93	382	24%	668	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.372	0.250	0.378
10/01/2009	292	89	381	23%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.370	0.250	0.380
11/01/2009	289	93	382	24%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.372	0.250	0.378
12/01/2009	289	93	382	24%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.372	0.250	0.378
13/01/2009	289	93	382	24%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.372	0.250	0.378
14/01/2009	286	97	382	25%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.016	0.373	0.250	0.377
15/01/2009	286	97	382	25%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.016	0.373	0.250	0.377
16/01/2009	289	93	382	24%	0	668	3800	752	1.038	1.026	8.476	0.369	0.014	0.372	0.250	0.378
17/01/2009	329	106	435	24%	648	648	3800	742	1.038	1.026	8.467	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
18/01/2009	352	113	465	24%	662	662	3800	746	1.038	1.026	8.470	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
18/01/2009	352	113	465	24%	0	662	3800	746	1.038	1.026	8.470	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
20/01/2009	326	117	465	24%	0	662	3800	746	1.038	1.026	8.470	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
21/01/2009	426	137	563	24%	652	652	3800	746	1.038	1.026	8.470	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
22/01/2009	426	137	563	24%	0	652	3800	746	1.038	1.026	8.470	0.368	0.014	0.372	0.250	0.378
23/01/2009	371	134	505	27%	557	557	3800	651	1.038	1.026	8.383	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
24/01/2009	371	134	505	27%	0	557	3800	651	1.038	1.026	8.383	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
25/01/2009	380	141	531	27%	560	560	3800	654	1.038	1.026	8.386	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
26/01/2009	390	141	531	27%	0	560	3800	654	1.038	1.026	8.386	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
27/01/2009	410	124	534	23%	563	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
28/01/2009	410	124	534	23%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
29/01/2009	410	124	534	23%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
30/01/2009	410	124	534	23%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
31/01/2009	410	124	534	23%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
01/02/2009	411	143	554	26%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
02/02/2009	411	143	554	26%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
03/02/2009	403	133	536	25%	563	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
04/02/2009	408	127	536	24%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.371	0.250	0.379
05/02/2009	408	127	536	24%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.371	0.250	0.379
06/02/2009	408	127	536	24%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.388	0.367	0.013	0.371	0.250	0.379
07/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
08/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
09/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
10/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
11/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
12/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
13/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
14/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	8.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377

**Figura 10.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 15/02/2009 al 09/04/2009.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 15/02/2009 to 13/03/2009, with the active cell at A487. The bottom screenshot shows data for the period from 14/03/2009 to 09/04/2009, with the active cell at A514. Both tables follow the same column structure: A (FECHA), B (BOPD), C (BWPD), D (FPD), E (NSW), F (PIP), G (PIP\_Corregido), H (ESP\_Depth), I (Perf.), J (Iw), K (Ibw), L (jw), M (jbw), N (Kvw/Kr), O (Sw), P (Sor), and Q (So).

FECHA	BOPD	BWPD	FPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Iw	Ibw	jw	jbw	Kvw/Kr	Sw	Sor	So
15/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
16/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
17/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
18/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
19/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
20/02/2009	412	127	533	23%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.388	0.367	0.013	0.370	0.250	0.380
21/02/2009	408	121	535	24%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.388	0.367	0.013	0.371	0.250	0.379
22/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
23/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
24/02/2009	403	133	536	25%	0	563	3800	657	1.038	1.026	0.389	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
25/02/2009	447	147	594	25%	433	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.014	0.373	0.250	0.377
26/02/2009	441	154	595	26%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.015	0.374	0.250	0.376
27/02/2009	447	147	594	25%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.014	0.373	0.250	0.377
28/02/2009	447	147	594	25%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.014	0.373	0.250	0.377
01/03/2009	449	167	616	27%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.016	0.376	0.250	0.374
02/03/2009	449	167	616	27%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.016	0.376	0.250	0.374
03/03/2009	449	167	616	27%	0	433	3800	527	1.039	1.027	0.273	0.366	0.016	0.376	0.250	0.374
04/03/2009	395	148	533	28%	573	573	3800	667	1.038	1.026	0.390	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
05/03/2009	436	167	603	28%	553	553	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
06/03/2009	436	167	603	28%	0	563	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
07/03/2009	436	167	603	28%	0	563	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
08/03/2009	442	161	603	27%	0	553	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
09/03/2009	442	161	603	27%	0	553	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
10/03/2009	442	161	603	27%	0	553	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
11/03/2009	442	161	603	27%	0	553	3800	647	1.038	1.026	0.380	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
12/03/2009	442	161	603	27%	525	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
13/03/2009	436	167	603	28%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.017	0.377	0.250	0.373

FECHA	BOPD	BWPD	FPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Iw	Ibw	jw	jbw	Kvw/Kr	Sw	Sor	So
14/03/2009	436	167	603	28%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.017	0.377	0.250	0.373
15/03/2009	441	161	602	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
16/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
17/03/2009	436	167	603	28%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.017	0.377	0.250	0.373
18/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
19/03/2009	436	167	603	28%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.017	0.377	0.250	0.373
20/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
21/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
22/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
23/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
24/03/2009	441	160	601	27%	0	525	3800	619	1.038	1.026	0.354	0.366	0.016	0.375	0.250	0.375
25/03/2009	394	152	546	28%	557	557	3800	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
26/03/2009	394	152	546	28%	0	557	3800	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
27/03/2009	394	147	541	27%	558	558	3800	652	1.038	1.026	0.384	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
28/03/2009	404	173	577	30%	0	558	3800	653	1.038	1.026	0.384	0.367	0.019	0.380	0.250	0.370
29/03/2009	404	173	577	30%	0	558	3800	653	1.038	1.026	0.384	0.367	0.019	0.380	0.250	0.370
30/03/2009	404	173	577	30%	0	558	3800	653	1.038	1.026	0.384	0.367	0.019	0.380	0.250	0.370
31/03/2009	405	153	558	27%	0	558	3800	652	1.038	1.026	0.384	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
01/04/2009	404	153	557	27%	0	558	3800	652	1.038	1.026	0.384	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
02/04/2009	399	134	533	25%	561	561	3800	655	1.038	1.026	0.387	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
03/04/2009	399	134	533	25%	532	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
04/04/2009	399	134	533	25%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
05/04/2009	399	134	533	25%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
06/04/2009	399	134	533	25%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
07/04/2009	399	134	533	25%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
08/04/2009	399	134	533	25%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
09/04/2009	396	140	536	26%	0	532	3800	626	1.038	1.026	0.380	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376

**Figura 11.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 10/04/2009 al 02/06/2009.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The top screenshot shows data from 10/04/2009 to 06/06/2009, and the bottom screenshot shows data from 07/05/2009 to 02/06/2009. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPO, C: BWPD, D: BFPD, E: NBSW, F: PIP, G: PIP\_Corregida, H: ESP Depth, I: Perf., J: Bo, K: Bw, L: js, M: jw, N: Rvw/Rk, O: Sw, P: Sor, Q: So.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NBSW	PIP	PIP_Corregida	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	js	jw	Rvw/Rk	Sw	Sor	So
10/04/2009	396	140	536	26%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
11/04/2009	396	140	536	26%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
12/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
13/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
14/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
15/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
16/04/2009	396	140	536	26%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
17/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
18/04/2009	401	134	535	25%	0	532	3880	626	1.038	1.026	0.360	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
19/04/2009	394	132	526	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
20/04/2009	368	123	491	25%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.391	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
21/04/2009	372	124	496	25%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.391	0.367	0.014	0.373	0.250	0.377
22/04/2009	364	129	493	26%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
23/04/2009	365	129	494	26%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
24/04/2009	369	130	495	26%	567	567	3880	661	1.038	1.026	0.392	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
25/04/2009	369	134	493	27%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.392	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
26/04/2009	360	130	490	27%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.391	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
27/04/2009	369	134	493	27%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
28/04/2009	360	135	495	27%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
29/04/2009	362	135	497	27%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
30/04/2009	360	130	506	27%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.392	0.367	0.016	0.376	0.250	0.374
01/05/2009	365	121	476	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
02/05/2009	364	120	474	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
03/05/2009	360	119	469	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
04/05/2009	362	120	472	25%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
05/05/2009	362	120	472	25%	567	567	3880	661	1.038	1.026	0.392	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
06/05/2009	364	121	475	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NBSW	PIP	PIP_Corregida	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	js	jw	Rvw/Rk	Sw	Sor	So
07/05/2009	365	121	476	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
08/05/2009	365	121	476	25%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
09/05/2009	365	121	476	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
10/05/2009	367	132	519	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
11/05/2009	367	132	519	25%	576	576	3880	672	1.038	1.026	0.402	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
12/05/2009	363	124	487	25%	572	572	3880	666	1.038	1.026	0.397	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
13/05/2009	366	122	478	26%	572	572	3880	666	1.038	1.026	0.397	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
14/05/2009	365	122	477	26%	573	573	3880	667	1.038	1.026	0.398	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
15/05/2009	367	122	479	26%	674	674	3880	668	1.038	1.026	0.399	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
16/05/2009	369	123	482	26%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
17/05/2009	368	122	480	25%	566	566	3880	660	1.038	1.026	0.391	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
18/05/2009	368	122	480	25%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
19/05/2009	366	122	478	26%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
20/05/2009	365	121	476	25%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
21/05/2009	363	121	474	26%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.374	0.250	0.376
22/05/2009	361	120	471	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
23/05/2009	363	120	473	25%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
24/05/2009	362	120	472	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
25/05/2009	363	120	473	25%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
26/05/2009	362	120	472	25%	571	571	3880	665	1.038	1.026	0.396	0.367	0.015	0.373	0.250	0.377
27/05/2009	361	126	477	26%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
28/05/2009	344	124	468	26%	570	570	3880	664	1.038	1.026	0.395	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
29/05/2009	344	124	468	26%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.412	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
30/05/2009	361	126	476	26%	563	563	3880	667	1.038	1.026	0.389	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
31/05/2009	391	141	532	27%	569	569	3880	663	1.038	1.026	0.394	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
01/06/2009	381	139	520	27%	572	572	3880	666	1.038	1.026	0.397	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376
02/06/2009	372	136	500	27%	571	571	3880	665	1.038	1.026	0.396	0.367	0.016	0.376	0.250	0.376

**Figura 12.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 03/06/2009 al 26/07/2009.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from 03/06/2009 to 26/07/2009. The bottom screenshot shows a continuation of the data from 02/07/2009 to 26/07/2009. The spreadsheet includes a ribbon with various tabs like ARCHIVO, INICIO, INVERTIR, etc., and a taskbar at the bottom showing the Windows taskbar with icons for various applications.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPO	NBSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	js	jw	Rnw/Rk	Sw	Sor	So
03/06/2009	370	135	505	27%	568	568	3880	662	1.038	1.026	0.393	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
04/06/2009	381	139	520	27%	573	573	3880	667	1.038	1.026	0.398	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
05/06/2009	400	146	546	27%	573	573	3880	667	1.038	1.026	0.398	0.367	0.016	0.375	0.250	0.375
06/06/2009	379	146	525	28%	572	572	3880	666	1.038	1.026	0.397	0.367	0.017	0.377	0.250	0.373
07/06/2009	371	150	521	29%	573	573	3880	667	1.038	1.026	0.398	0.367	0.017	0.378	0.250	0.372
08/06/2009	369	149	518	29%	576	576	3880	670	1.038	1.026	0.401	0.367	0.017	0.378	0.250	0.372
09/06/2009	389	157	546	29%	575	575	3880	669	1.038	1.026	0.400	0.367	0.017	0.378	0.250	0.372
10/06/2009	360	153	513	30%	575	575	3880	670	1.038	1.026	0.400	0.367	0.018	0.380	0.250	0.370
11/06/2009	363	164	517	32%	575	575	3880	670	1.038	1.026	0.400	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
12/06/2009	364	165	519	32%	577	577	3880	672	1.038	1.026	0.402	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
13/06/2009	347	161	508	32%	575	575	3880	670	1.038	1.026	0.400	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
14/06/2009	346	161	507	32%	575	575	3880	670	1.038	1.026	0.400	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
15/06/2009	348	162	510	32%	577	577	3880	672	1.038	1.026	0.402	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
16/06/2009	342	159	501	32%	576	576	3880	671	1.038	1.026	0.401	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
17/06/2009	342	159	501	32%	582	582	3880	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
18/06/2009	339	158	497	32%	602	602	3880	697	1.038	1.026	0.425	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
19/06/2009	360	163	513	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
20/06/2009	320	153	481	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
21/06/2009	352	164	516	32%	583	583	3880	688	1.038	1.026	0.389	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
22/06/2009	352	164	516	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
23/06/2009	348	162	510	32%	583	583	3880	678	1.038	1.026	0.407	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
24/06/2009	353	164	517	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.405	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
25/06/2009	345	160	505	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
26/06/2009	339	158	497	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
27/06/2009	354	165	519	32%	577	577	3880	672	1.038	1.026	0.402	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
28/06/2009	352	163	515	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
29/06/2009	345	162	515	32%	578	578	3880	673	1.038	1.026	0.403	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367

FECHA	BOPD	BWPD	BFPO	NBSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	js	jw	Rnw/Rk	Sw	Sor	So
02/07/2009	315	146	481	32%	579	579	3880	674	1.038	1.026	0.404	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
03/07/2009	371	173	544	32%	580	580	3880	675	1.038	1.026	0.405	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
04/07/2009	345	160	505	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
05/07/2009	342	159	501	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
06/07/2009	341	159	500	32%	581	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
06/07/2009	340	159	499	32%	0	581	3880	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
08/07/2009	334	156	490	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
09/07/2009	335	156	491	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
10/07/2009	331	154	485	32%	586	586	3880	681	1.038	1.026	0.410	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
11/07/2009	325	151	476	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
12/07/2009	331	154	485	32%	582	582	3880	677	1.038	1.026	0.406	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
13/07/2009	335	156	491	32%	584	584	3880	679	1.038	1.026	0.408	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
14/07/2009	341	159	500	32%	584	584	3880	679	1.038	1.026	0.408	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
15/07/2009	342	160	502	32%	588	588	3880	683	1.038	1.026	0.412	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
16/07/2009	333	155	488	32%	589	589	3880	684	1.038	1.026	0.413	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
17/07/2009	333	155	488	32%	588	588	3880	683	1.038	1.026	0.412	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
18/07/2009	335	156	491	32%	587	587	3880	682	1.038	1.026	0.411	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
19/07/2009	333	155	488	32%	587	587	3880	682	1.038	1.026	0.411	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
20/07/2009	337	157	494	32%	590	590	3880	685	1.038	1.026	0.414	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
21/07/2009	328	153	481	32%	592	592	3880	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
22/07/2009	334	156	490	32%	590	590	3880	685	1.038	1.026	0.414	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
23/07/2009	369	167	526	32%	589	589	3880	684	1.038	1.026	0.413	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
24/07/2009	334	156	490	32%	588	588	3880	683	1.038	1.026	0.412	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
25/07/2009	333	155	488	32%	588	588	3880	683	1.038	1.026	0.412	0.367	0.020	0.383	0.250	0.367
26/07/2009	333	155	488	32%	591	591	3880	686	1.038	1.026	0.415	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367

**Figura 13.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 27/07/2009 al 18/09/2009.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The top screenshot shows data from 27/07/2009 to 22/08/2009, and the bottom screenshot shows data from 27/08/2009 to 18/09/2009. The data is organized into columns representing different production and operational metrics.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Prof.	Ilo	Ibw	js	jw	Kw / Kz	Sw	Sor	So
27/07/2009	333	155	488	32%	593	593	3800	688	1.038	1.026	0.416	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
28/07/2009	336	157	495	32%	589	589	3800	684	1.038	1.026	0.413	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
29/07/2009	330	153	483	32%	590	590	3800	695	1.038	1.026	0.414	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
30/07/2009	334	151	475	32%	590	590	3800	695	1.038	1.026	0.414	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
31/07/2009	331	154	485	32%	590	590	3800	695	1.038	1.026	0.414	0.368	0.020	0.383	0.250	0.367
01/08/2009	338	164	502	33%	592	592	3800	697	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
02/08/2009	332	160	492	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
03/08/2009	325	157	482	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
04/08/2009	326	158	484	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
05/08/2009	325	157	482	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
06/08/2009	327	158	485	33%	595	595	3800	690	1.038	1.026	0.418	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
07/08/2009	327	158	485	33%	593	593	3800	688	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
08/08/2009	329	159	488	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
09/08/2009	319	156	475	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
10/08/2009	319	156	475	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
11/08/2009	348	188	515	33%	598	598	3800	693	1.038	1.026	0.421	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
12/08/2009	323	156	479	33%	596	596	3800	691	1.038	1.026	0.419	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
13/08/2009	340	165	505	33%	591	591	3800	686	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
14/08/2009	340	165	505	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
15/08/2009	348	188	515	33%	593	593	3800	688	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
16/08/2009	334	161	495	33%	596	596	3800	690	1.038	1.026	0.418	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
17/08/2009	334	162	496	33%	582	582	3800	677	1.038	1.026	0.407	0.367	0.021	0.384	0.250	0.366
18/08/2009	382	186	568	33%	596	596	3800	691	1.038	1.026	0.419	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
19/08/2009	325	157	482	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
20/08/2009	334	161	495	33%	587	587	3800	682	1.038	1.026	0.411	0.367	0.021	0.384	0.250	0.366
21/08/2009	383	185	568	33%	578	578	3800	673	1.038	1.026	0.403	0.367	0.021	0.384	0.250	0.366
22/08/2009	338	163	501	33%	578	578	3800	673	1.038	1.026	0.403	0.367	0.021	0.384	0.250	0.366

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Prof.	Ilo	Ibw	js	jw	Kw / Kz	Sw	Sor	So
27/08/2009	323	156	479	33%	594	594	3800	689	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
28/08/2009	327	159	486	33%	598	598	3800	693	1.038	1.026	0.421	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
29/08/2009	331	161	492	33%	595	595	3800	690	1.038	1.026	0.418	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
30/08/2009	323	156	479	33%	590	590	3800	686	1.038	1.026	0.414	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
31/08/2009	317	155	472	33%	593	593	3800	688	1.038	1.026	0.417	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
01/09/2009	319	156	475	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
02/09/2009	320	156	475	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
03/09/2009	316	154	470	33%	592	592	3800	687	1.038	1.026	0.416	0.368	0.021	0.384	0.250	0.366
04/09/2009	311	150	469	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
05/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
06/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
07/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
08/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
09/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
10/09/2009	317	160	477	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
11/09/2009	317	161	478	34%	539	539	3800	634	1.038	1.026	0.388	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
12/09/2009	317	161	478	34%	430	430	3800	495	1.038	1.027	0.346	0.366	0.022	0.386	0.250	0.364
13/09/2009	326	166	492	34%	473	473	3800	588	1.038	1.027	0.389	0.366	0.022	0.386	0.250	0.364
14/09/2009	366	191	537	34%	581	581	3800	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
15/09/2009	368	191	539	34%	581	581	3800	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
16/09/2009	368	191	539	34%	581	581	3800	676	1.038	1.026	0.406	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
17/09/2009	365	185	550	34%	550	550	3800	645	1.038	1.026	0.378	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364
18/09/2009	372	189	561	34%	556	556	3800	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.022	0.386	0.250	0.364

**Figura 14.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 19/09/2009 al 11/11/2009.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 19/09/2009 to 15/10/2009. The bottom screenshot shows data from 15/10/2009 to 11/11/2009. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPO, C: BWPD, D: BFPD, E: NSW, F: PIP, G: PIP\_Corregido, H: ESP\_Depth, I: Perf, J: Bo, K: Bw, L: jw, M: jwv, N: Rnw/Rr, O: Sw, P: Sor, Q: So.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf	Bo	Bw	jw	jwv	Rnw/Rr	Sw	Sor	So
19/09/2009	375	189	564	34%	0	556	3880	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.022	0.385	0.250	0.365
20/09/2009	375	189	564	34%	0	556	3880	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.022	0.385	0.250	0.365
21/09/2009	375	189	564	34%	0	556	3880	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.022	0.385	0.250	0.365
22/09/2009	375	189	564	34%	0	556	3880	651	1.038	1.026	0.383	0.367	0.022	0.385	0.250	0.365
23/09/2009	279	142	421	34%	474	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.022	0.388	0.250	0.364
24/09/2009	281	142	423	34%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.022	0.388	0.250	0.364
25/09/2009	281	141	422	33%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.022	0.388	0.250	0.364
26/09/2009	277	146	423	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.387	0.250	0.363
27/09/2009	276	146	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.387	0.250	0.363
28/09/2009	276	146	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.387	0.250	0.363
29/09/2009	276	146	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.387	0.250	0.363
30/09/2009	276	146	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.387	0.250	0.363
01/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
02/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
03/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
04/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
05/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
06/10/2009	273	147	420	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.023	0.388	0.250	0.362
07/10/2009	274	148	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.024	0.388	0.250	0.362
08/10/2009	274	148	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.024	0.388	0.250	0.362
09/10/2009	274	148	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.024	0.388	0.250	0.362
10/10/2009	274	148	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.024	0.388	0.250	0.362
11/10/2009	274	148	422	35%	0	474	3880	569	1.038	1.027	0.310	0.366	0.024	0.388	0.250	0.362
12/10/2009	302	157	459	34%	596	596	3880	691	1.038	1.026	0.419	0.389	0.022	0.387	0.250	0.363
13/10/2009	303	163	466	35%	596	596	3880	691	1.038	1.026	0.420	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
14/10/2009	290	156	446	35%	599	599	3880	694	1.038	1.026	0.422	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
15/10/2009	293	162	455	36%	599	599	3880	694	1.038	1.026	0.422	0.388	0.024	0.389	0.250	0.361

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf	Bo	Bw	jw	jwv	Rnw/Rr	Sw	Sor	So
15/10/2009	287	149	426	34%	603	603	3880	694	1.038	1.026	0.422	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
16/10/2009	314	163	477	34%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
18/10/2009	289	160	439	34%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
19/10/2009	311	161	472	34%	607	607	3880	702	1.038	1.026	0.429	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
20/10/2009	318	166	483	34%	600	600	3880	695	1.038	1.026	0.414	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
21/10/2009	351	182	533	34%	606	606	3880	700	1.038	1.026	0.420	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
22/10/2009	314	163	477	34%	606	606	3880	701	1.038	1.026	0.429	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
23/10/2009	320	166	486	34%	609	609	3880	704	1.038	1.026	0.431	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
24/10/2009	302	157	459	34%	605	605	3880	700	1.038	1.026	0.428	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
25/10/2009	308	160	468	34%	612	612	3880	707	1.038	1.026	0.434	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
26/10/2009	303	158	461	34%	609	609	3880	704	1.038	1.026	0.431	0.388	0.022	0.387	0.250	0.363
27/10/2009	301	156	457	34%	609	609	3880	704	1.038	1.026	0.431	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
28/10/2009	291	151	442	34%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
29/10/2009	292	152	444	34%	607	607	3880	702	1.038	1.026	0.429	0.388	0.022	0.387	0.250	0.363
30/10/2009	296	154	450	34%	602	602	3880	697	1.038	1.026	0.425	0.388	0.022	0.387	0.250	0.363
31/10/2009	293	152	445	34%	601	601	3880	696	1.038	1.026	0.424	0.388	0.022	0.388	0.250	0.364
01/11/2009	301	162	483	36%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
02/11/2009	300	161	481	36%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
03/11/2009	299	160	459	35%	604	604	3880	699	1.038	1.026	0.427	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
04/11/2009	299	161	460	35%	601	601	3880	696	1.038	1.026	0.424	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
05/11/2009	298	160	458	35%	601	601	3880	696	1.038	1.026	0.424	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
06/11/2009	298	160	458	35%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
07/11/2009	300	161	461	35%	603	603	3880	698	1.038	1.026	0.426	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
08/11/2009	313	168	481	35%	608	608	3880	703	1.038	1.026	0.430	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
09/11/2009	297	159	456	35%	607	607	3880	702	1.038	1.026	0.430	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
10/11/2009	297	159	456	35%	609	609	3880	704	1.038	1.026	0.431	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362
11/11/2009	297	160	457	35%	609	609	3880	704	1.038	1.026	0.431	0.388	0.023	0.388	0.250	0.362

**Figura 15.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 12/11/2009 al 04/01/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from 12/11/2009 to 04/01/2010. The bottom screenshot shows a continuation of the data from 08/12/2009 to 04/01/2010. The tables contain the following columns:

- FECHA**: Date
- BOPO**: Oil Production (bbl/d)
- BWP**: Water Production (bbl/d)
- BFP**: Gas Production (bbl/d)
- %BSW**: Water Cut (%)
- PIP**: Production Index
- PIP Corrección**: Corrected Production Index
- ESP Depth**: Electric Submersible Pump Depth (ft)
- Perf.**: Perforation
- Bo**: Oil Formation Volume Factor
- Bw**: Water Formation Volume Factor
- jw**: Water Index
- Krw/Rk**: Relative Permeability Ratio
- Sw**: Water Saturation
- Sor**: Oil Recovery
- Sg**: Gas Recovery

Below the second table, there is a text box with the following content:

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL CON BASE EN EL ANÁLISIS DE RESPUESTA E HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO OCELOTE - Wuid

**Figura 16.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 05/01/2010 al 27/02/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 05/01/2010 to 31/01/2010, and the bottom screenshot shows data from 01/02/2010 to 27/02/2010. The spreadsheet includes columns for various production and operational parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Ifo	Ibw	jw	jwv	Rnw/Rk	Sw	Sor	So
05/01/2010	305	159	464	34%	639	639	3880	734	1.038	1.026	0.459	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
06/01/2010	307	161	468	34%	636	636	3880	733	1.038	1.026	0.458	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
07/01/2010	316	165	481	34%	637	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.022	0.387	0.250	0.363
08/01/2010	316	165	481	34%	637	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.022	0.387	0.250	0.363
09/01/2010	160	77	227	34%	0	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
10/01/2010	166	86	262	34%	0	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
11/01/2010	316	165	481	34%	0	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.022	0.387	0.250	0.363
12/01/2010	332	174	506	34%	631	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
13/01/2010	332	174	506	34%	0	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
14/01/2010	288	150	438	34%	0	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
15/01/2010	327	171	490	34%	631	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
16/01/2010	327	171	490	34%	0	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
17/01/2010	338	177	515	34%	632	632	3880	727	1.038	1.026	0.453	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
18/01/2010	334	175	509	34%	630	630	3880	725	1.038	1.026	0.451	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
19/01/2010	324	170	494	34%	630	630	3880	726	1.038	1.026	0.451	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
20/01/2010	329	172	501	34%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.022	0.387	0.250	0.363
21/01/2010	322	168	490	34%	633	633	3880	728	1.038	1.026	0.454	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
22/01/2010	323	169	492	34%	637	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
23/01/2010	294	154	448	34%	637	637	3880	732	1.038	1.026	0.457	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
24/01/2010	286	149	435	34%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.023	0.386	0.250	0.364
25/01/2010	301	157	460	34%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.022	0.386	0.250	0.364
26/01/2010	304	159	463	34%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
27/01/2010	314	164	478	34%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.022	0.387	0.250	0.363
28/01/2010	305	167	472	36%	633	633	3880	728	1.038	1.026	0.454	0.360	0.024	0.388	0.250	0.362
29/01/2010	306	167	473	36%	633	633	3880	728	1.038	1.026	0.454	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
30/01/2010	302	165	467	36%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.455	0.360	0.024	0.388	0.250	0.362
31/01/2010	302	165	467	36%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.455	0.360	0.024	0.388	0.250	0.362

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Ifo	Ibw	jw	jwv	Rnw/Rk	Sw	Sor	So
01/02/2010	298	167	465	36%	632	632	3880	727	1.038	1.026	0.453	0.360	0.024	0.389	0.250	0.361
02/02/2010	308	172	480	36%	631	631	3880	726	1.038	1.026	0.452	0.360	0.024	0.389	0.250	0.361
03/02/2010	306	171	477	36%	632	632	3880	727	1.038	1.026	0.453	0.360	0.024	0.389	0.250	0.361
04/02/2010	315	176	491	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.024	0.389	0.250	0.361
05/02/2010	318	170	488	36%	627	627	3880	722	1.038	1.026	0.448	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
06/02/2010	316	170	486	36%	628	628	3880	723	1.038	1.026	0.449	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
07/02/2010	315	169	484	36%	628	628	3880	723	1.038	1.026	0.449	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
08/02/2010	317	170	487	36%	628	628	3880	723	1.038	1.026	0.449	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
09/02/2010	314	168	482	36%	627	627	3880	722	1.038	1.026	0.448	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
10/02/2010	314	168	482	36%	629	629	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
11/02/2010	317	170	487	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
12/02/2010	314	168	482	36%	623	623	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
13/02/2010	315	169	484	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
14/02/2010	314	168	482	36%	623	623	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
15/02/2010	315	169	484	36%	623	623	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
16/02/2010	314	168	482	36%	623	623	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
17/02/2010	307	164	471	36%	624	624	3880	719	1.038	1.026	0.445	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
18/02/2010	307	165	472	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
19/02/2010	305	164	469	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
20/02/2010	303	161	464	36%	623	623	3880	718	1.038	1.026	0.444	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
21/02/2010	305	163	468	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
22/02/2010	304	163	467	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.388	0.250	0.362
23/02/2010	305	163	468	36%	625	625	3880	720	1.038	1.026	0.446	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
24/02/2010	303	162	465	36%	641	641	3880	736	1.038	1.026	0.461	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
25/02/2010	301	159	460	36%	634	634	3880	729	1.038	1.026	0.454	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
26/02/2010	306	162	468	36%	636	636	3880	731	1.038	1.026	0.456	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363
27/02/2010	309	164	473	36%	611	611	3880	706	1.038	1.026	0.433	0.360	0.023	0.387	0.250	0.363

**Figura 17.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 28/02/2010 al 22/04/2010.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 28/02/2010 to 26/03/2010. The bottom screenshot shows data for the period from 27/03/2010 to 22/04/2010. Both sheets have a similar column structure:

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NISW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Rrw/Rr	Swr	Sor	So
28/02/2010	278	149	427	35%	611	611	3800	706	1.038	1.026	0.433	0.368	0.023	0.388	0.250	0.362
01/03/2010	275	147	422	35%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.023	0.387	0.250	0.363
02/03/2010	269	157	426	37%	611	611	3800	706	1.038	1.026	0.433	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
03/03/2010	268	157	425	37%	611	611	3800	705	1.038	1.026	0.433	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
04/03/2010	268	157	425	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
05/03/2010	267	156	423	37%	616	616	3800	711	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
06/03/2010	265	155	420	37%	619	619	3800	714	1.038	1.026	0.441	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
07/03/2010	262	153	415	37%	618	618	3800	713	1.038	1.026	0.440	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
08/03/2010	270	153	431	36%	618	618	3800	713	1.038	1.026	0.440	0.368	0.024	0.388	0.250	0.362
09/03/2010	280	153	433	35%	618	618	3800	713	1.038	1.026	0.440	0.368	0.024	0.388	0.250	0.362
10/03/2010	276	161	437	37%	603	603	3800	698	1.038	1.026	0.426	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
11/03/2010	279	162	440	37%	604	604	3800	699	1.038	1.026	0.427	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
12/03/2010	302	176	478	37%	605	605	3800	700	1.038	1.026	0.428	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
13/03/2010	302	176	478	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
14/03/2010	296	173	469	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
15/03/2010	297	173	470	37%	608	608	3800	703	1.038	1.026	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
16/03/2010	300	175	475	37%	605	605	3800	700	1.038	1.026	0.428	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
17/03/2010	294	171	465	37%	608	608	3800	703	1.038	1.026	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
18/03/2010	295	172	467	37%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
19/03/2010	293	171	464	37%	605	605	3800	700	1.038	1.026	0.428	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
20/03/2010	291	170	461	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
21/03/2010	298	174	472	37%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
22/03/2010	285	166	451	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
23/03/2010	280	163	443	37%	615	615	3800	710	1.038	1.026	0.437	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
24/03/2010	260	158	418	38%	609	609	3800	704	1.038	1.026	0.432	0.368	0.026	0.392	0.250	0.358
25/03/2010	269	157	425	37%	609	609	3800	704	1.038	1.026	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
26/03/2010	210	156	424	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359

The bottom screenshot shows data for the period from 27/03/2010 to 22/04/2010. The column structure is identical to the top screenshot.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NISW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Rrw/Rr	Swr	Sor	So
27/03/2010	270	156	426	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
28/03/2010	270	156	426	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
29/03/2010	267	156	423	37%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
30/03/2010	270	156	426	37%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
31/03/2010	263	154	417	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
01/04/2010	275	159	434	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
02/04/2010	275	159	434	37%	606	606	3800	701	1.038	1.026	0.429	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
03/04/2010	274	159	433	37%	605	605	3800	700	1.038	1.026	0.428	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
04/04/2010	273	159	432	37%	605	605	3800	700	1.038	1.026	0.428	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
05/04/2010	274	159	433	37%	608	608	3800	703	1.038	1.028	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
06/04/2010	264	154	418	37%	612	612	3800	707	1.038	1.026	0.434	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
07/04/2010	266	154	420	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
08/04/2010	257	149	406	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
09/04/2010	256	149	405	37%	610	610	3800	705	1.038	1.026	0.432	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
10/04/2010	256	149	405	37%	611	611	3800	706	1.038	1.026	0.433	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
11/04/2010	255	148	403	37%	612	612	3800	707	1.038	1.026	0.434	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
12/04/2010	255	148	403	37%	614	614	3800	709	1.038	1.026	0.436	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
13/04/2010	256	149	405	37%	612	612	3800	707	1.038	1.026	0.434	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
14/04/2010	256	149	405	37%	615	615	3800	711	1.038	1.026	0.436	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
15/04/2010	258	147	405	36%	599	599	3800	694	1.038	1.026	0.422	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
16/04/2010	259	151	410	37%	608	608	3800	703	1.038	1.026	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
17/04/2010	258	151	410	37%	608	608	3800	703	1.038	1.026	0.431	0.368	0.025	0.391	0.250	0.359
18/04/2010	256	148	404	37%	604	604	3800	699	1.038	1.026	0.427	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
19/04/2010	259	148	406	36%	607	607	3800	699	1.038	1.026	0.427	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
20/04/2010	258	147	405	36%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
21/04/2010	258	147	405	36%	607	607	3800	702	1.038	1.026	0.430	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360
22/04/2010	256	147	404	36%	603	603	3800	698	1.038	1.026	0.426	0.368	0.025	0.390	0.250	0.360

**Figura 18.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 23/04/2010 al 15/06/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 23/04/2010 to 19/05/2010. The bottom screenshot shows data from 20/05/2010 to 15/06/2010. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: RFPD, E: %BSW, F: PIP, G: PIP\_Corregido, H: ESP\_Depth, I: Perf., J: Bo, K: Bw, L: Jp, M: Jw, N: Kww/Kr, O: Sw, P: Ssr, Q: So.

FECHA	BOPD	BWPD	RFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Kww/Kr	Sw	Ssr	So
23/04/2010	256	147	403	36%	605	605	3800	700	1.036	1.026	0.428	0.360	0.025	0.390	0.250	0.360
24/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
25/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
26/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
27/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
28/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
29/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
30/04/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
01/05/2010					605	605	3800							0.330	0.250	0.420
02/05/2010	195	113	308	37%	1135	1135	3911	1.218	1.035	1.026	0.986	0.376	0.024	0.389	0.250	0.361
03/05/2010	193	108	301	36%	1135	1135	3911	1.218	1.035	1.026	0.986	0.376	0.023	0.389	0.250	0.362
04/05/2010	183	109	292	37%	1172	1172	3911	1.256	1.034	1.026	0.926	0.377	0.025	0.390	0.250	0.360
05/05/2010	196	115	311	37%	1106	1106	3911	1.189	1.035	1.026	0.955	0.376	0.024	0.390	0.250	0.360
06/05/2010	210	126	336	39%	1028	1028	3911	1.111	1.035	1.026	0.911	0.375	0.025	0.391	0.250	0.359
07/05/2010	212	126	330	37%	998	998	3911	1.081	1.036	1.026	0.938	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
08/05/2010	210	127	337	39%	998	998	3911	1.081	1.036	1.026	0.938	0.374	0.025	0.391	0.250	0.359
09/05/2010	204	120	312	35%	1002	1002	3911	1.085	1.036	1.026	0.843	0.374	0.024	0.390	0.250	0.364
10/05/2010	195	108	303	36%	991	991	3911	1.074	1.036	1.026	0.931	0.374	0.023	0.390	0.250	0.362
11/05/2010	195	114	309	37%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.023	0.390	0.250	0.360
12/05/2010	194	106	300	35%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.023	0.387	0.250	0.363
13/05/2010	195	110	305	36%	967	967	3911	1.070	1.036	1.026	0.926	0.374	0.024	0.390	0.250	0.362
14/05/2010	193	111	304	37%	965	965	3911	1.069	1.036	1.026	0.925	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
15/05/2010	195	114	309	37%	966	966	3911	1.069	1.036	1.026	0.925	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
16/05/2010	195	110	305	36%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.024	0.390	0.250	0.362
17/05/2010	193	112	305	37%	1002	1002	3911	1.085	1.036	1.026	0.843	0.374	0.024	0.389	0.250	0.362
18/05/2010	196	116	312	37%	966	966	3911	1.079	1.036	1.026	0.936	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
19/05/2010	196	119	315	38%	960	960	3911	1.063	1.036	1.026	0.919	0.374	0.025	0.391	0.250	0.359

FECHA	BOPD	BWPD	RFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Kww/Kr	Sw	Ssr	So
20/05/2010	195	114	309	37%	960	960	3911	1.063	1.036	1.026	0.919	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
21/05/2010	195	114	309	37%	960	960	3911	1.063	1.036	1.026	0.919	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
22/05/2010	195	114	309	37%	960	960	3911	1.063	1.036	1.026	0.919	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
23/05/2010	195	114	309	37%	960	960	3911	1.063	1.036	1.026	0.919	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
24/05/2010	195	113	308	37%	964	964	3911	1.067	1.036	1.026	0.923	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
25/05/2010	196	115	311	37%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.025	0.390	0.250	0.360
26/05/2010	195	113	308	37%	964	964	3911	1.067	1.036	1.026	0.923	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
27/05/2010	195	112	307	36%	961	961	3911	1.064	1.036	1.026	0.920	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
28/05/2010	195	113	308	37%	966	966	3911	1.069	1.036	1.026	0.925	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
29/05/2010	195	113	308	37%	966	966	3911	1.069	1.036	1.026	0.925	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
30/05/2010	195	113	308	37%	964	964	3911	1.067	1.036	1.026	0.923	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
31/05/2010	195	113	308	37%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
01/06/2010	190	109	299	36%	965	965	3911	1.068	1.036	1.026	0.924	0.374	0.024	0.389	0.250	0.361
02/06/2010	221	127	348	36%	918	918	3911	1.001	1.036	1.026	0.749	0.373	0.024	0.389	0.250	0.361
03/06/2010	211	122	333	37%	918	918	3911	1.001	1.036	1.026	0.749	0.373	0.024	0.390	0.250	0.360
04/06/2010	234	135	369	37%	865	865	3911	968	1.036	1.026	0.705	0.372	0.024	0.390	0.250	0.360
05/06/2010	241	139	380	37%	866	866	3911	949	1.036	1.026	0.679	0.372	0.024	0.390	0.250	0.360
06/06/2010	239	126	365	35%	865	865	3911	948	1.036	1.026	0.678	0.372	0.022	0.388	0.250	0.364
07/06/2010	235	124	359	35%	862	862	3911	945	1.036	1.026	0.674	0.372	0.022	0.388	0.250	0.364
08/06/2010	231	122	353	35%	847	847	3911	930	1.036	1.026	0.654	0.371	0.022	0.388	0.250	0.364
09/06/2010	262	133	365	35%	832	832	3911	915	1.036	1.026	0.634	0.371	0.022	0.387	0.250	0.363
10/06/2010	196	103	299	34%	840	840	3911	923	1.036	1.026	0.645	0.371	0.022	0.388	0.250	0.364
11/06/2010	253	140	393	36%	847	847	3911	930	1.036	1.026	0.654	0.371	0.023	0.388	0.250	0.362
12/06/2010	250	145	395	37%	851	851	3911	934	1.036	1.026	0.669	0.372	0.025	0.390	0.250	0.360
13/06/2010	246	149	395	36%	845	845	3911	929	1.036	1.026	0.663	0.371	0.026	0.392	0.250	0.359
14/06/2010	242	146	398	39%	850	850	3911	933	1.036	1.026	0.668	0.372	0.026	0.392	0.250	0.358
15/06/2010	242	146	398	38%	849	849	3911	932	1.036	1.026	0.667	0.372	0.026	0.392	0.250	0.358

Figura 19. Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 16/06/2010 al 08/08/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 16/06/2010 to 12/07/2010. The bottom screenshot shows data for the period from 13/07/2010 to 08/08/2010. Both tables follow the same column structure: A (FECHA), B (BOPO), C (BWP), D (BPD), E (SWSW), F (PIP), G (PIP\_Corregida), H (ESP\_Depth), I (Perf), J (Bo), K (Bw), L (ja), M (jw), N (Krw/Kr), O (Sw), P (Sor), and Q (So). The data points are numerical values representing various well parameters over time.

FECHA	BOPO	BWP	BPD	SWSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf	Bo	Bw	ja	jw	Krw/Kr	Sw	Sor	So
16/06/2010	235	143	383	39%	865	865	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
17/06/2010	236	147	382	39%	863	863	3911	936	1.036	1.026	0.662	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
18/06/2010	241	152	393	39%	861	861	3911	934	1.036	1.026	0.660	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
19/06/2010	236	148	383	39%	862	862	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
20/06/2010	240	151	391	39%	846	846	3911	929	1.036	1.026	0.663	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
21/06/2010	237	150	387	39%	842	842	3911	925	1.036	1.026	0.648	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
22/06/2010	232	146	379	39%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.652	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
23/06/2010	233	147	380	39%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.650	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
24/06/2010	236	149	384	39%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.649	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
25/06/2010	236	148	383	39%	842	842	3911	925	1.036	1.026	0.648	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
26/06/2010	236	148	383	39%	837	837	3911	920	1.036	1.026	0.641	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
27/06/2010	232	146	379	39%	841	841	3911	924	1.036	1.026	0.646	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
28/06/2010	233	147	380	39%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.649	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
29/06/2010	232	146	379	39%	841	841	3911	924	1.036	1.026	0.646	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
30/06/2010	232	146	379	39%	838	838	3911	921	1.036	1.026	0.642	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
01/07/2010	227	143	370	39%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.649	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
02/07/2010	223	142	375	41%	838	838	3911	921	1.036	1.026	0.643	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
03/07/2010	221	150	371	40%	840	840	3911	923	1.036	1.026	0.645	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
04/07/2010	222	150	372	40%	849	849	3911	922	1.036	1.026	0.657	0.372	0.029	0.396	0.250	0.364
05/07/2010	231	146	377	39%	848	848	3911	931	1.036	1.026	0.666	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
06/07/2010	232	147	379	39%	848	848	3911	931	1.036	1.026	0.666	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
07/07/2010	228	144	372	39%	847	847	3911	930	1.036	1.026	0.664	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
08/07/2010	227	144	371	39%	846	846	3911	929	1.036	1.026	0.663	0.371	0.027	0.394	0.250	0.366
09/07/2010	227	141	364	39%	846	846	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
10/07/2010	226	143	369	39%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.660	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
11/07/2010	227	143	370	39%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.660	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
12/07/2010	227	144	371	39%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.660	0.371	0.027	0.394	0.250	0.366

FECHA	BOPO	BWP	BPD	SWSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf	Bo	Bw	ja	jw	Krw/Kr	Sw	Sor	So
13/07/2010	226	143	369	39%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
14/07/2010	226	143	369	39%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.660	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
15/07/2010	220	145	365	40%	846	846	3911	929	1.036	1.026	0.663	0.371	0.028	0.395	0.250	0.366
16/07/2010	222	141	363	39%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.027	0.394	0.250	0.366
17/07/2010	223	141	364	39%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.027	0.393	0.250	0.367
18/07/2010	224	141	365	39%	850	850	3911	933	1.036	1.026	0.668	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
19/07/2010	223	140	363	39%	852	852	3911	936	1.036	1.026	0.661	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
20/07/2010	223	142	365	39%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.027	0.394	0.250	0.366
21/07/2010	221	140	361	39%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.027	0.394	0.250	0.366
22/07/2010	223	143	366	39%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.027	0.394	0.250	0.366
23/07/2010	222	141	363	39%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.027	0.394	0.250	0.366
24/07/2010	222	140	362	39%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.027	0.393	0.250	0.367
25/07/2010	217	148	365	41%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
26/07/2010	214	148	362	41%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
27/07/2010	219	149	368	40%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
28/07/2010	218	148	366	40%	849	849	3911	932	1.036	1.026	0.657	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
29/07/2010	218	147	365	40%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.029	0.396	0.250	0.364
30/07/2010	217	146	363	40%	852	852	3911	936	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.396	0.250	0.364
31/07/2010	223	150	373	40%	852	852	3911	936	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.396	0.250	0.364
01/08/2010	213	147	360	41%	840	840	3911	923	1.036	1.026	0.645	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
02/08/2010	212	147	359	41%	841	841	3911	924	1.036	1.026	0.647	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
03/08/2010	213	147	360	41%	841	841	3911	924	1.036	1.026	0.647	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
04/08/2010	214	147	361	41%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.652	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
05/08/2010	213	147	360	41%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.652	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
06/08/2010	214	146	360	41%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.652	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
07/08/2010	214	147	361	41%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.652	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
08/08/2010	214	147	361	41%	846	846	3911	929	1.036	1.026	0.653	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363

**Figura 20.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 09/08/2010 al 01/10/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 09/08/2010 to 04/08/2010, and the bottom screenshot shows data from 04/09/2010 to 01/10/2010. The columns represent various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BEPD	%BSW	PIP	PIP Correccion	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw / Kr	Sw	Sgr	So
1028 09/08/2010	214	147	361	41%	845	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
1029 10/08/2010	212	144	356	40%	0	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.029	0.397	0.250	0.363
1030 11/08/2010	53	37	90	41%	0	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.030	0.398	0.250	0.362
1031 12/08/2010														0.300	0.250	0.420
1032 13/08/2010														0.300	0.250	0.420
1033 14/08/2010														0.300	0.250	0.420
1034 15/08/2010														0.300	0.250	0.420
1035 16/08/2010														0.300	0.250	0.420
1036 17/08/2010														0.300	0.250	0.420
1037 18/08/2010														0.300	0.250	0.420
1038 19/08/2010														0.300	0.250	0.420
1039 20/08/2010	52	34	86	40%	0	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.028	0.396	0.250	0.366
1040 21/08/2010	231	147	370	39%	0	845	3911	928	1.036	1.026	0.662	0.371	0.027	0.394	0.250	0.366
1041 22/08/2010	223	152	395	39%	851	851	3911	934	1.036	1.026	0.660	0.372	0.028	0.395	0.250	0.365
1042 23/08/2010	227	152	379	40%	0	851	3911	934	1.036	1.026	0.660	0.372	0.028	0.396	0.250	0.364
1043 24/08/2010	218	149	367	41%	853	853	3911	936	1.036	1.026	0.663	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1044 25/08/2010	216	148	364	41%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1045 26/08/2010	215	147	362	41%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1046 27/08/2010	216	148	364	41%	0	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1047 28/08/2010	214	145	359	40%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.029	0.398	0.250	0.364
1048 29/08/2010	211	144	355	41%	852	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1049 30/08/2010	210	145	355	41%	0	852	3911	935	1.036	1.026	0.661	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1050 31/08/2010	207	142	349	41%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1051 01/09/2010	198	137	335	41%	851	851	3911	934	1.036	1.026	0.660	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1052 02/09/2010	210	144	354	41%	850	850	3911	933	1.036	1.026	0.659	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1053 03/09/2010	210	144	354	41%	0	850	3911	933	1.036	1.026	0.659	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1054 04/09/2010	210	144	354	41%	0	850	3911	933	1.036	1.026	0.659	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363

FECHA	BOPD	BWPD	BEPD	%BSW	PIP	PIP Correccion	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw / Kr	Sw	Sgr	So
1055 05/09/2010	206	142	340	41%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1056 06/09/2010	207	142	349	41%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1057 07/09/2010	224	152	376	40%	857	857	3911	940	1.036	1.026	0.666	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1058 08/09/2010	204	140	344	41%	855	855	3911	940	1.036	1.026	0.679	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1059 09/09/2010	202	140	342	41%	0	855	3911	940	1.036	1.026	0.679	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1060 10/09/2010	203	140	343	41%	855	855	3911	941	1.036	1.026	0.680	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1061 11/09/2010	196	149	345	43%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.664	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1062 12/09/2010	196	147	343	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.665	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1063 13/09/2010	194	146	340	43%	856	856	3911	940	1.036	1.026	0.680	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1064 14/09/2010	189	143	332	43%	853	853	3911	946	1.036	1.026	0.676	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1065 15/09/2010	178	146	324	45%	856	856	3911	950	1.036	1.026	0.680	0.372	0.035	0.404	0.250	0.346
1066 16/09/2010	184	150	334	45%	873	873	3911	957	1.036	1.026	0.680	0.372	0.035	0.404	0.250	0.346
1067 17/09/2010	184	150	334	45%	855	855	3911	949	1.036	1.026	0.679	0.372	0.035	0.404	0.250	0.346
1068 18/09/2010	192	143	335	43%	855	855	3911	948	1.036	1.026	0.679	0.372	0.032	0.400	0.250	0.350
1069 19/09/2010	192	144	336	43%	853	853	3911	966	1.036	1.026	0.703	0.372	0.032	0.400	0.250	0.350
1070 20/09/2010	192	143	335	43%	871	871	3911	954	1.036	1.026	0.687	0.372	0.032	0.400	0.250	0.350
1071 21/09/2010	192	142	334	43%	873	873	3911	956	1.036	1.026	0.689	0.372	0.031	0.400	0.250	0.350
1072 22/09/2010	199	136	335	41%	862	862	3911	945	1.036	1.026	0.675	0.372	0.029	0.397	0.250	0.363
1073 23/09/2010	193	143	336	43%	855	855	3911	948	1.036	1.026	0.679	0.372	0.031	0.400	0.250	0.363
1074 24/09/2010	184	142	326	44%	0	855	3911	948	1.036	1.026	0.679	0.372	0.033	0.402	0.250	0.349
1075 25/09/2010	197	148	345	43%	855	855	3911	948	1.036	1.026	0.679	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1076 26/09/2010	194	147	341	43%	855	855	3911	948	1.036	1.026	0.679	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1077 27/09/2010	194	147	341	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.666	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1078 28/09/2010	196	147	343	43%	859	859	3911	941	1.036	1.026	0.669	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1079 29/09/2010	196	147	343	43%	0	859	3911	941	1.036	1.026	0.669	0.372	0.032	0.401	0.250	0.349
1080 30/09/2010	195	145	340	43%	858	858	3911	941	1.036	1.026	0.669	0.372	0.032	0.400	0.250	0.350
1081 01/10/2010	200	148	340	42%	858	858	3911	941	1.036	1.026	0.669	0.372	0.031	0.400	0.250	0.350

**Figura 21.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 02/10/2010 al 24/11/2010.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 02/10/2010 to 24/11/2010. The bottom screenshot shows data from 29/10/2010 to 24/11/2010. The columns represent various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPOD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kw / Kr	Sw	Sor	So
02/10/2010	199	148	347	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
03/10/2010	199	148	347	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
04/10/2010	200	156	363	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
05/10/2010	206	163	369	43%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
06/10/2010	209	164	363	42%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.031	0.400	0.250	0.360
07/10/2010	209	166	364	43%	830	830	3911	921	1.036	1.026	0.843	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
08/10/2010	208	166	365	43%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.860	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
09/10/2010	208	166	363	43%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.860	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
10/10/2010	200	166	363	43%	842	842	3911	925	1.036	1.026	0.848	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
11/10/2010	207	164	361	43%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.851	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
12/10/2010	207	166	362	43%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.851	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
13/10/2010	207	164	361	43%	843	843	3911	926	1.036	1.026	0.860	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
14/10/2010	206	164	360	43%	844	844	3911	927	1.036	1.026	0.851	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
15/10/2010	206	164	360	43%	846	846	3911	929	1.036	1.026	0.854	0.371	0.032	0.400	0.250	0.360
16/10/2010	201	166	366	44%	840	840	3911	931	1.036	1.026	0.866	0.372	0.033	0.402	0.250	0.348
17/10/2010	198	169	367	45%	844	844	3911	928	1.036	1.026	0.851	0.371	0.034	0.404	0.250	0.348
18/10/2010	197	169	366	45%	846	846	3911	930	1.036	1.026	0.854	0.371	0.034	0.404	0.250	0.348
19/10/2010	197	169	366	45%	848	848	3911	932	1.036	1.026	0.866	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
20/10/2010	197	169	365	45%	848	848	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
21/10/2010	196	167	363	44%	847	847	3911	931	1.036	1.026	0.855	0.371	0.034	0.402	0.250	0.347
22/10/2010	197	169	365	45%	857	857	3911	941	1.036	1.026	0.868	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
23/10/2010	198	167	365	44%	853	853	3911	936	1.036	1.026	0.863	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
24/10/2010	194	164	348	44%	853	853	3911	936	1.036	1.026	0.863	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
25/10/2010	193	164	347	44%	853	853	3911	937	1.036	1.026	0.863	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
26/10/2010	193	164	347	44%	853	853	3911	937	1.036	1.026	0.863	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
27/10/2010	198	166	354	44%	853	853	3911	936	1.036	1.026	0.863	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
28/10/2010	196	166	361	44%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.864	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347

FECHA	BOPOD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kw / Kr	Sw	Sor	So
29/10/2010	197	166	362	44%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.864	0.372	0.033	0.403	0.250	0.347
30/10/2010	196	164	349	44%	854	854	3911	937	1.036	1.026	0.864	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
31/10/2010	200	147	347	42%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.031	0.400	0.250	0.360
01/11/2010	200	147	347	42%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.031	0.400	0.250	0.360
02/11/2010	200	147	347	42%	855	855	3911	938	1.036	1.026	0.865	0.372	0.031	0.400	0.250	0.360
03/11/2010	196	143	338	42%	853	853	3911	946	1.036	1.026	0.878	0.372	0.031	0.400	0.250	0.360
04/11/2010	194	144	338	43%	853	853	3911	946	1.036	1.026	0.878	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
05/11/2010	195	145	340	43%	858	858	3911	961	1.036	1.026	0.883	0.372	0.032	0.400	0.250	0.360
06/11/2010	188	162	340	45%	865	865	3911	949	1.036	1.026	0.879	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
07/11/2010	191	163	344	44%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.880	0.372	0.034	0.403	0.250	0.347
08/11/2010	195	162	347	44%	864	864	3911	947	1.036	1.026	0.878	0.372	0.033	0.402	0.250	0.348
09/11/2010	177	166	342	49%	864	864	3911	948	1.036	1.026	0.878	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
10/11/2010	178	166	344	49%	864	864	3911	948	1.036	1.026	0.878	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
11/11/2010	177	166	343	49%	864	864	3911	948	1.036	1.026	0.878	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
12/11/2010	177	166	343	49%	865	865	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
13/11/2010	177	166	343	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
14/11/2010	177	166	343	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
15/11/2010	178	168	346	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
16/11/2010	178	168	346	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
17/11/2010	179	167	346	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
18/11/2010	161	160	311	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
19/11/2010	178	166	344	49%	866	866	3911	950	1.036	1.026	0.881	0.372	0.040	0.411	0.250	0.339
20/11/2010	199	160	359	45%	843	843	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
21/11/2010	199	160	359	45%	843	843	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
22/11/2010	198	160	358	45%	848	848	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
23/11/2010	198	160	358	45%	848	848	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348
24/11/2010	199	160	359	45%	848	848	3911	932	1.036	1.026	0.856	0.372	0.034	0.404	0.250	0.348

**Figura 22.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 25/11/2010 al 17/01/2011.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 25/11/2010 to 21/12/2010. The bottom screenshot shows data for the period from 22/12/2010 to 17/01/2011. Both screenshots show a table with 18 columns: FECHA, BOPO, BWPO, BPPO, %ISW, PIP, PIP\_Corregida, ESP\_Depth, Perf, Bw, Bwr, pw, pwr, Krr/Kr, Sw, Sor, and So. The data rows are numbered sequentially from 1136 to 1189 in the first screenshot and 1163 to 1189 in the second screenshot. The spreadsheet interface includes the Microsoft Office ribbon with various toolbars and a taskbar at the bottom.

FECHA	BOPO	BWPO	BPPO	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf	Bw	Bwr	pw	pwr	Krr/Kr	Sw	Sor	So
25/11/2010	198	160	358	45%	0	848	3911	932	1.036	1.026	8.656	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
26/11/2010	190	166	366	47%	953	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
27/11/2010	191	166	367	46%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
28/11/2010	189	166	365	47%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
29/11/2010	194	166	360	46%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.036	0.407	0.250	0.343
30/11/2010	189	166	365	47%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
01/12/2010	187	164	361	47%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
02/12/2010	187	164	361	47%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
03/12/2010	187	164	361	47%	0	853	3911	937	1.036	1.026	8.663	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
04/12/2010	186	162	348	47%	954	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
05/12/2010	185	163	348	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
06/12/2010	185	163	348	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
07/12/2010	186	163	349	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
08/12/2010	186	163	349	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
09/12/2010	185	163	348	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
10/12/2010	186	162	348	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
11/12/2010	185	162	347	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
12/12/2010	185	162	347	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
13/12/2010	185	162	347	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
14/12/2010	186	162	348	47%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.665	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
15/12/2010	187	159	356	45%	954	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
16/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
17/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
18/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
19/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
20/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
21/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346

FECHA	BOPO	BWPO	BPPO	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf	Bw	Bwr	pw	pwr	Krr/Kr	Sw	Sor	So
22/12/2010	197	159	356	45%	0	854	3911	938	1.036	1.026	8.664	0.372	0.034	0.404	0.250	0.346
23/12/2010	192	167	369	47%	953	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
24/12/2010	192	168	360	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
25/12/2010	191	168	369	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
26/12/2010	193	168	361	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
27/12/2010	193	167	360	46%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
28/12/2010	192	167	369	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
29/12/2010	192	167	369	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
30/12/2010	192	167	369	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
31/12/2010	192	167	369	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.407	0.250	0.343
01/01/2011	191	167	368	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
02/01/2011	191	167	368	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
03/01/2011	191	167	368	47%	0	852	3911	936	1.036	1.026	8.662	0.372	0.037	0.408	0.250	0.342
04/01/2011	201	162	363	45%	842	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
05/01/2011	201	163	364	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
06/01/2011	201	162	363	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
07/01/2011	200	162	362	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
08/01/2011	201	163	364	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
09/01/2011	201	162	363	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
10/01/2011	200	162	362	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.404	0.250	0.346
11/01/2011	200	160	360	44%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.034	0.403	0.250	0.347
12/01/2011	200	166	366	45%	0	842	3911	926	1.036	1.026	8.648	0.371	0.035	0.405	0.250	0.345
13/01/2011	199	162	361	45%	832	832	3911	916	1.036	1.026	8.635	0.371	0.035	0.404	0.250	0.345
14/01/2011	200	161	361	45%	0	832	3911	916	1.036	1.026	8.635	0.371	0.034	0.404	0.250	0.345
15/01/2011	200	162	362	45%	0	832	3911	916	1.036	1.026	8.635	0.371	0.034	0.404	0.250	0.345
16/01/2011	200	162	362	45%	0	832	3911	916	1.036	1.026	8.635	0.371	0.034	0.404	0.250	0.345
17/01/2011	200	162	362	45%	0	832	3911	916	1.036	1.026	8.635	0.371	0.034	0.404	0.250	0.345

**Figura 23.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 18/01/2011 al 12/03/2011.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 18/01/2011 to 13/02/2011. The bottom screenshot shows data from 14/02/2011 to 12/03/2011. Both tables share the same column headers: A (FECHA), B (BOPD), C (BWPD), D (BFPD), E (%DSW), F (PIP), G (PIP\_Corregido), H (ESP\_Depth), I (Perf.), J (Iu), K (Ibw), L (Ipw), M (Kpw/Rk), N (Sw), O (Sor), and P (So). The data rows show daily production and well parameters.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	
FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%DSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Iu	Ibw	Ipw	Kpw/Rk	Sw	Sor	So	
18/01/2011	201	161	362	44%	0	832	3911	916	1.036	1.026	0.635	0.371	0.034	0.403	0.250	0.347
19/01/2011	213	167	400	47%	0	760	3911	844	1.037	1.026	0.564	0.370	0.039	0.408	0.250	0.342
20/01/2011	209	199	408	49%	0	748	3911	832	1.037	1.026	0.552	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
21/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
22/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
23/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
24/01/2011	199	206	405	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
25/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
26/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
27/01/2011	200	209	409	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.045	0.418	0.250	0.332
28/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
29/01/2011	199	206	404	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
30/01/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
31/01/2011	200	208	408	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.045	0.417	0.250	0.333
01/02/2011	199	207	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.045	0.417	0.250	0.333
02/02/2011	199	205	404	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
03/02/2011	199	205	404	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
04/02/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
05/02/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
06/02/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
07/02/2011	202	206	408	50%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.416	0.250	0.334
08/02/2011	199	206	405	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
09/02/2011	199	210	409	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.045	0.418	0.250	0.332
10/02/2011	199	206	405	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
11/02/2011	199	206	405	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
12/02/2011	199	206	405	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
13/02/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	
FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%DSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Iu	Ibw	Ipw	Kpw/Rk	Sw	Sor	So	
14/02/2011	200	206	406	51%	0	750	3911	834	1.037	1.026	0.554	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
15/02/2011	205	194	399	49%	0	777	3911	861	1.037	1.026	0.561	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
16/02/2011	206	194	400	49%	0	766	3911	850	1.037	1.026	0.570	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
17/02/2011	205	194	399	49%	0	766	3911	850	1.037	1.026	0.570	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
18/02/2011	205	194	399	49%	0	766	3911	850	1.037	1.026	0.570	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
19/02/2011	205	191	396	49%	0	766	3911	850	1.037	1.026	0.570	0.370	0.040	0.411	0.250	0.339
20/02/2011	203	193	396	49%	0	769	3911	853	1.037	1.026	0.573	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
21/02/2011	203	193	396	49%	0	769	3911	853	1.037	1.026	0.573	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
22/02/2011	203	193	396	49%	0	769	3911	853	1.037	1.026	0.573	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
23/02/2011	203	193	396	49%	0	769	3911	853	1.037	1.026	0.573	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
24/02/2011	203	193	396	49%	0	769	3911	853	1.037	1.026	0.573	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
25/02/2011	202	193	396	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
26/02/2011	203	192	395	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
27/02/2011	203	191	394	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
28/02/2011	202	191	393	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
01/03/2011	202	194	397	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.041	0.413	0.250	0.337
02/03/2011	202	192	394	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
03/03/2011	202	193	395	49%	0	772	3911	856	1.037	1.026	0.576	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
04/03/2011	209	196	405	48%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.040	0.411	0.250	0.339
05/03/2011	209	196	405	48%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.040	0.411	0.250	0.339
06/03/2011	209	198	406	49%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
07/03/2011	208	193	401	49%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.040	0.411	0.250	0.339
08/03/2011	208	192	400	49%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.039	0.411	0.250	0.339
09/03/2011	209	198	407	49%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.041	0.412	0.250	0.338
10/03/2011	211	198	409	48%	0	752	3911	836	1.037	1.026	0.556	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
11/03/2011	206	195	401	49%	0	757	3911	841	1.037	1.026	0.561	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338
12/03/2011	206	197	403	49%	0	757	3911	841	1.037	1.026	0.561	0.370	0.040	0.412	0.250	0.338

**Figura 24.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 13/03/2011 al 05/05/2011.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for well HCL-84 from 13/03/2011 to 05/05/2011. The bottom screenshot shows data for the same well from 08/04/2011 to 05/05/2011. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: BFPD, E: %BSW, F: PIP, G: PIP\_Corregida, H: ESP\_Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: ps, M: pw, N: Krw/Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So. The data points are organized in rows, with some rows highlighted in blue. The Excel interface includes the ribbon with tabs like Archivo, Inicio, Insertar, etc., and a taskbar at the bottom showing the Windows taskbar with various application icons.

**Figura 25.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 06/05/2011 al 28/06/2011.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 06/05/2011 to 01/06/2011, and the bottom screenshot shows data from 01/06/2011 to 28/06/2011. The data is organized in columns with headers: FECHA, BOPO, BWPD, BEPD, %DSW, PIP, PIP\_Corregido, ESP\_Depth, and various production metrics (Pwf, Bo, Bw, ps, pw, Kpw / Kr, Sw, Sor, So).

FECHA	BOPO	BWPD	BEPD	%DSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kpw / Kr	Sw	Sor	So
1296 06/05/2011	190	204	394	52%	778	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1299 07/05/2011	190	203	393	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1300 08/05/2011	190	204	394	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1301 09/05/2011	190	204	393	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1302 10/05/2011	189	204	393	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1303 11/05/2011	190	204	394	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1304 12/05/2011	190	204	394	52%	0	778	3911	862	1.037	1.026	8.582	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1305 13/05/2011	192	199	391	51%	730	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
1306 14/05/2011	192	199	390	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
1307 15/05/2011	192	198	391	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
1308 16/05/2011	190	199	389	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.418	0.250	0.332
1309 17/05/2011	192	199	391	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
1310 18/05/2011	193	198	391	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.418	0.250	0.334
1311 19/05/2011	190	198	388	51%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.044	0.417	0.250	0.333
1312 20/05/2011	186	200	386	52%	779	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1313 21/05/2011	186	199	385	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1314 22/05/2011	186	199	385	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1315 23/05/2011	186	201	386	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1316 24/05/2011	186	201	386	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.420	0.250	0.332
1317 25/05/2011	186	200	386	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1318 26/05/2011	186	200	386	52%	0	779	3911	863	1.037	1.026	8.583	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1319 27/05/2011	188	204	391	52%	777	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1320 28/05/2011	188	204	391	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1321 29/05/2011	188	204	391	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1322 30/05/2011	188	201	389	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1323 31/05/2011	188	203	391	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1324 01/06/2011	189	201	389	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331

FECHA	BOPO	BWPD	BEPD	%DSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kpw / Kr	Sw	Sor	So
1325 02/06/2011	188	202	390	52%	777	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1326 03/06/2011	190	210	400	53%	777	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1327 04/06/2011	190	206	396	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1328 05/06/2011	192	208	400	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1329 06/06/2011	190	208	398	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1330 07/06/2011	190	207	397	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1331 08/06/2011	192	208	400	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1332 09/06/2011	194	209	402	52%	0	777	3911	861	1.037	1.026	8.581	0.370	0.046	0.419	0.250	0.331
1333 10/06/2011	194	210	404	52%	730	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1334 11/06/2011	193	210	403	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1335 12/06/2011	186	210	395	53%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.046	0.422	0.250	0.328
1336 13/06/2011	193	213	405	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.421	0.250	0.329
1337 14/06/2011	193	211	404	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.421	0.250	0.330
1338 15/06/2011	192	211	403	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1339 16/06/2011	193	211	404	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1340 17/06/2011	188	204	392	52%	730	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1341 18/06/2011	188	205	393	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1342 19/06/2011	187	204	391	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1343 20/06/2011	187	205	392	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1344 21/06/2011	187	204	391	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1345 22/06/2011	187	205	392	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.047	0.420	0.250	0.330
1346 23/06/2011	188	204	392	52%	0	730	3911	864	1.037	1.026	8.584	0.370	0.046	0.420	0.250	0.330
1347 24/06/2011	187	207	394	53%	737	737	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.047	0.421	0.250	0.329
1348 25/06/2011	187	205	392	52%	0	737	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.047	0.420	0.250	0.330
1349 26/06/2011	187	209	396	53%	0	737	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.048	0.421	0.250	0.329
1350 27/06/2011	187	209	396	53%	0	737	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.048	0.421	0.250	0.329
1351 28/06/2011	187	213	400	53%	0	737	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.049	0.422	0.250	0.329

**Figura 26.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 29/06/2011 al 21/08/2011.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 29/06/2011 to 25/07/2011. The bottom screenshot shows data from 26/07/2011 to 21/08/2011. Both tables have the following columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, SBSW, PIP, PIP Correjido, ESP Depth, Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Krw / Kr, Sw, Sor, and So. The data points are organized in rows, with each row representing a specific date and its corresponding production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	SBSW	PIP	PIP Correjido	ESP Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
29/06/2011	187	212	399	53%	0	787	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.048	0.420	0.250	0.328
30/06/2011	187	206	394	52%	0	787	3911	871	1.036	1.026	8.591	0.371	0.047	0.421	0.250	0.329
01/07/2011	184	200	385	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.046	0.420	0.250	0.330
02/07/2011	185	200	385	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.046	0.420	0.250	0.330
03/07/2011	183	200	383	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.047	0.420	0.250	0.330
04/07/2011	186	200	385	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
05/07/2011	185	198	384	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.045	0.419	0.250	0.331
06/07/2011	184	198	382	52%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
07/07/2011	184	196	379	51%	0	790	3911	874	1.036	1.026	8.594	0.371	0.045	0.418	0.250	0.332
08/07/2011	187	200	387	52%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
09/07/2011	187	199	386	52%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.045	0.418	0.250	0.332
10/07/2011	188	199	387	51%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.045	0.418	0.250	0.332
11/07/2011	187	199	386	52%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.045	0.419	0.250	0.331
12/07/2011	187	199	386	51%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.045	0.418	0.250	0.332
13/07/2011	187	200	387	52%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
14/07/2011	187	199	386	52%	0	792	3911	876	1.036	1.026	8.596	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
15/07/2011	185	198	384	52%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
16/07/2011	185	200	385	52%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.046	0.419	0.250	0.331
17/07/2011	185	203	389	52%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.047	0.420	0.250	0.330
18/07/2011	185	192	377	51%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.044	0.417	0.250	0.333
19/07/2011	189	199	386	51%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.047	0.420	0.250	0.330
20/07/2011	189	188	385	52%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.046	0.420	0.250	0.330
21/07/2011	189	188	385	52%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.046	0.420	0.250	0.330
22/07/2011	126	118	244	49%	0	788	3911	872	1.036	1.026	8.592	0.371	0.040	0.412	0.250	0.330
23/07/2011	183	213	386	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327
24/07/2011	183	213	386	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327
25/07/2011	183	213	386	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	SBSW	PIP	PIP Correjido	ESP Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
26/07/2011	183	213	386	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327
27/07/2011	180	209	389	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327
28/07/2011	183	213	387	54%	0	799	3911	883	1.036	1.026	8.603	0.371	0.050	0.423	0.250	0.327
29/07/2011	187	227	414	55%	0	747	3911	831	1.037	1.026	8.552	0.370	0.052	0.425	0.250	0.324
30/07/2011	187	225	412	55%	0	747	3911	831	1.037	1.026	8.551	0.370	0.052	0.425	0.250	0.325
31/07/2011	187	230	418	55%	0	747	3911	831	1.037	1.026	8.552	0.370	0.053	0.426	0.250	0.324
01/08/2011														0.330	0.250	0.420
02/08/2011	187	229	416	55%	0	747	3911	831	1.037	1.026	8.552	0.370	0.052	0.426	0.250	0.324
03/08/2011														0.330	0.250	0.420
04/08/2011	188	229	416	55%	0	747	3911	831	1.037	1.026	8.552	0.370	0.052	0.426	0.250	0.324
05/08/2011	184	222	405	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
06/08/2011	183	223	406	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
07/08/2011	183	222	405	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
08/08/2011	184	222	406	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
09/08/2011	183	222	406	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
10/08/2011	184	223	407	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
11/08/2011	184	222	406	55%	0	800	3911	884	1.036	1.026	8.604	0.371	0.052	0.425	0.250	0.325
12/08/2011	169	210	379	55%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.426	0.250	0.324
13/08/2011	170	219	388	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.055	0.428	0.250	0.322
14/08/2011	169	212	382	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.427	0.250	0.323
15/08/2011	169	212	382	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.427	0.250	0.323
16/08/2011	169	212	382	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.427	0.250	0.323
17/08/2011	170	213	382	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.427	0.250	0.323
18/08/2011	170	213	383	56%	0	831	3911	915	1.036	1.026	8.635	0.371	0.053	0.427	0.250	0.323
19/08/2011	158	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.058	0.431	0.250	0.319
20/08/2011	158	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.058	0.431	0.250	0.319
21/08/2011	152	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.058	0.431	0.250	0.319

**Figura 27.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 22/08/2011 al 14/10/2011.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 22/08/2011 to 17/09/2011, and the bottom screenshot shows data from 17/09/2011 to 14/10/2011. The data is organized into columns representing various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	ps	pw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
22/08/2011	196	214	371	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
23/08/2011	198	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.068	0.431	0.250	0.319
24/08/2011	198	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
25/08/2011	198	214	372	58%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
26/08/2011	157	212	369	57%	830	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.067	0.431	0.250	0.319
27/08/2011	198	216	374	58%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
28/08/2011	198	214	372	58%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.068	0.431	0.250	0.319
29/08/2011	198	215	373	58%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
30/08/2011	197	215	373	58%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
31/08/2011	157	211	368	57%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.067	0.431	0.250	0.319
01/09/2011	198	215	373	58%	0	830	3911	915	1.036	1.026	8.634	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
02/09/2011	195	209	366	57%	834	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.067	0.431	0.250	0.319
03/09/2011	195	212	368	58%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
04/09/2011	195	211	368	58%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.431	0.250	0.319
05/09/2011	195	212	367	58%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
06/09/2011	195	212	367	58%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
07/09/2011	195	210	365	57%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.431	0.250	0.319
08/09/2011	195	210	365	58%	0	834	3911	919	1.036	1.026	8.639	0.371	0.068	0.431	0.250	0.319
09/09/2011	164	225	389	58%	826	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
10/09/2011	163	222	385	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
11/09/2011	163	223	387	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
12/09/2011	163	222	386	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
13/09/2011	164	224	387	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
14/09/2011	164	223	386	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
15/09/2011	164	223	387	58%	0	826	3911	911	1.036	1.026	8.630	0.371	0.068	0.432	0.250	0.318
16/09/2011	162	213	375	57%	824	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
17/09/2011	162	213	375	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	ps	pw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
17/09/2011	163	213	375	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
18/09/2011	162	213	375	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
20/09/2011	163	213	375	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
21/09/2011	159	208	368	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
22/09/2011	163	213	376	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
23/09/2011	162	213	375	57%	0	824	3911	909	1.036	1.026	8.628	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
24/09/2011	157	205	362	57%	827	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.066	0.430	0.250	0.320
25/09/2011	156	206	361	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.066	0.430	0.250	0.320
26/09/2011	159	212	371	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.067	0.430	0.250	0.320
27/09/2011	159	210	368	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.066	0.430	0.250	0.320
28/09/2011	157	205	363	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.066	0.429	0.250	0.321
29/09/2011	158	210	368	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.067	0.430	0.250	0.320
30/09/2011	163	210	373	56%	827	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.429	0.250	0.321
01/10/2011	162	209	371	56%	0	827	3911	911	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.428	0.250	0.322
02/10/2011	163	211	373	56%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.429	0.250	0.321
03/10/2011	163	210	372	56%	0	827	3911	911	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.428	0.250	0.322
04/10/2011	163	212	375	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.429	0.250	0.321
05/10/2011	163	213	376	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.429	0.250	0.321
06/10/2011	163	213	376	57%	0	827	3911	912	1.036	1.026	8.631	0.371	0.065	0.429	0.250	0.321
07/10/2011	174	211	395	55%	810	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
08/10/2011	174	211	395	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
09/10/2011	174	211	395	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
10/10/2011	174	209	383	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.061	0.425	0.250	0.325
11/10/2011	174	211	395	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
12/10/2011	174	211	395	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
13/10/2011	174	211	395	55%	0	810	3911	894	1.036	1.026	8.614	0.371	0.062	0.425	0.250	0.325
14/10/2011	164	215	379	57%	822	822	3911	907	1.036	1.026	8.626	0.371	0.066	0.430	0.250	0.320

**Figura 28.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 15/10/2011 al 07/12/2011.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 15/10/2011 to 10/11/2011, with the active cell at A2453. The bottom screenshot shows data for the period from 10/11/2011 to 07/12/2011, with the active cell at A2486. Both tables have the following columns: FECHA, BOPOD, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP\_Corregido, ESP\_Depth, Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Kpw/Kr, Sw, Sor, and Sg. The data points are organized in rows, with dates in the first column and various production parameters in the subsequent columns.

**Figura 29.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 08/12/2011 al 30/01/2012.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 08/12/2011 to 03/01/2012, with the active cell at A1513. The bottom screenshot shows data from 03/01/2012 to 03/01/2012, with the active cell at A1540. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: BSFD, E: %BSW, F: PIP, G: PIP Corrección, H: ESP Depth, I: Pwf, J: J, K: Bw, L: IPR, M: pw, N: Kpw/Kr, O: Sw, P: Sor, Q: Sg. The data points are listed in rows, with dates in column A and various production and reservoir parameters in columns B through Q.

**Figura 30.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 31/01/2012 al 24/03/2012.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for dates from 31/01/2012 to 26/03/2012. The bottom screenshot shows data for dates from 26/02/2012 to 24/03/2012. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPO, C: BWPD, D: BFPD, E: %BSW, F: PIP, G: PIP Correjida, H: ESP Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: ja, M: jw, N: Krw/Kr, O: Sw, P: Ssr, Q: So. The data points are numerical values representing various well parameters over time.

**Figura 31.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 25/03/2012 al 17/05/2012.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 25/03/2012 to 20/04/2012. The bottom screenshot shows data for the period from 21/04/2012 to 17/05/2012. Both screenshots show a table with 17 columns: FECHA, BOPO, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP\_Conegido, ESP\_Depth, Pwf, Bo, Bw, ps, pw, Krw / Kr, Sw, Sor, and So. The data rows are numbered sequentially from 1622 to 1648 in the top screenshot and 1649 to 1675 in the bottom screenshot. The spreadsheet interface includes the Microsoft Office ribbon (Archivo, Inicio, Insertar, etc.) and the Windows taskbar at the bottom.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
	FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Conegido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
1622	25/03/2012	169	256	425	60%	0	757	3911	842	1.037	1.026	0.562	0.370	0.065	0.439	0.250	0.311
1623	26/03/2012	168	250	418	60%	0	757	3911	842	1.037	1.026	0.562	0.370	0.064	0.437	0.250	0.313
1624	27/03/2012	168	250	418	60%	0	757	3911	842	1.037	1.026	0.562	0.370	0.064	0.437	0.250	0.313
1625	28/03/2012	168	250	418	60%	0	757	3911	842	1.037	1.026	0.562	0.370	0.064	0.437	0.250	0.313
1626	29/03/2012	168	250	418	60%	0	757	3911	842	1.037	1.026	0.562	0.370	0.064	0.437	0.250	0.313
1627	30/03/2012	169	253	422	60%	755	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.313
1628	31/03/2012	169	253	422	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1629	01/04/2012	168	253	421	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1630	02/04/2012	168	253	421	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1631	03/04/2012	168	253	421	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1632	04/04/2012	168	253	421	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1633	05/04/2012	168	253	421	60%	0	755	3911	840	1.037	1.026	0.560	0.370	0.064	0.438	0.250	0.312
1634	06/04/2012	169	253	422	61%	736	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1635	07/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1636	08/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1637	09/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1638	10/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1639	11/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1640	12/04/2012	169	253	422	61%	0	736	3911	821	1.037	1.026	0.541	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310
1641	13/04/2012	168	267	435	61%	746	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1642	14/04/2012	168	267	435	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1643	15/04/2012	161	256	417	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1644	16/04/2012	168	267	435	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1645	17/04/2012	168	267	435	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1646	18/04/2012	166	265	431	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1647	19/04/2012	166	265	431	61%	0	746	3911	831	1.037	1.026	0.551	0.370	0.068	0.442	0.250	0.308
1648	20/04/2012	166	267	432	61%	762	762	3911	847	1.037	1.026	0.567	0.370	0.066	0.440	0.250	0.310

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
	FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Conegido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
1649	21/04/2012	172	291	453	62%	703	703	3911	796	1.037	1.026	0.510	0.369	0.070	0.444	0.250	0.306
1650	22/04/2012	170	284	455	62%	698	698	3911	793	1.037	1.026	0.505	0.369	0.072	0.445	0.250	0.306
1651	23/04/2012	170	284	455	62%	0	698	3911	793	1.037	1.026	0.505	0.369	0.072	0.445	0.250	0.306
1652	24/04/2012	169	281	450	62%	0	698	3911	793	1.037	1.026	0.505	0.369	0.072	0.445	0.250	0.306
1653	25/04/2012	179	299	479	62%	663	663	3911	748	1.038	1.026	0.472	0.369	0.072	0.446	0.250	0.304
1654	26/04/2012	174	296	469	62%	674	674	3911	759	1.038	1.026	0.483	0.369	0.073	0.447	0.250	0.303
1655	27/04/2012	177	312	489	64%	651	651	3911	736	1.038	1.026	0.461	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1656	28/04/2012	175	308	483	64%	652	652	3911	737	1.038	1.026	0.462	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1657	29/04/2012	175	308	484	64%	653	653	3911	738	1.038	1.026	0.463	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1658	30/04/2012	175	308	484	64%	0	653	3911	738	1.038	1.026	0.463	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1659	01/05/2012	175	308	484	64%	0	653	3911	738	1.038	1.026	0.463	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1660	02/05/2012	175	308	484	64%	0	653	3911	738	1.038	1.026	0.463	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1661	03/05/2012	175	308	484	64%	0	653	3911	738	1.038	1.026	0.463	0.368	0.076	0.450	0.250	0.300
1662	04/05/2012	191	297	488	61%	646	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1663	05/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1664	06/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1665	07/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1666	08/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1667	09/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1668	10/05/2012	191	297	488	61%	0	646	3911	731	1.038	1.026	0.456	0.368	0.067	0.441	0.250	0.309
1669	11/05/2012	186	301	487	62%	649	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1670	12/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1671	13/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1672	14/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1673	15/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1674	16/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307
1675	17/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1.038	1.026	0.459	0.368	0.070	0.443	0.250	0.307

**Figura 32.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 18/05/2012 al 10/07/2012.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet, showing production data for well HCL-84. The top screenshot covers the period from 18/05/2012 to 13/06/2012, and the bottom screenshot covers the period from 13/06/2012 to 10/07/2012. Both tables share the same column headers: FECHA, BOPOD, BWPD, BEPD, %BSW, PIP, PIP\_Comegido, ESP\_Depth, Pwf, Bp, Bw, jw, jwv, Kw/Kr, Sw, and Sor.

FECHA	BOPOD	BWPD	BEPD	%BSW	PIP	PIP_Comegido	ESP_Depth	Pwf	Bp	Bw	jw	jwv	Kw/Kr	Sw	Sor	So
18/05/2012	186	301	487	62%	0	649	3911	734	1,038	1,026	8,469	0,368	0,070	0,443	0,250	0,307
18/05/2012	189	306	495	62%	0	640	3911	725	1,038	1,026	8,451	0,368	0,070	0,444	0,250	0,306
20/05/2012	186	315	501	63%	0	625	3911	710	1,038	1,026	8,437	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
21/05/2012	186	315	501	63%	0	625	3911	710	1,038	1,026	8,437	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
22/05/2012	186	315	501	63%	0	625	3911	710	1,038	1,026	8,437	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
23/05/2012	186	315	501	63%	0	625	3911	710	1,038	1,026	8,437	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
24/05/2012	186	315	501	63%	0	625	3911	710	1,038	1,026	8,437	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
25/05/2012	184	313	496	63%	0	637	3911	722	1,038	1,026	8,448	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
26/05/2012	184	313	496	63%	0	637	3911	722	1,038	1,026	8,448	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
27/05/2012	184	313	496	63%	0	637	3911	722	1,038	1,026	8,448	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
28/05/2012	184	313	496	63%	0	637	3911	722	1,038	1,026	8,448	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
29/05/2012	184	313	496	63%	0	637	3911	722	1,038	1,026	8,448	0,368	0,073	0,447	0,250	0,303
30/05/2012	196	348	543	64%	0	550	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
31/05/2012	196	348	543	64%	0	550	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
01/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
02/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
03/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
04/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
05/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
06/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
07/06/2012	192	353	545	65%	0	560	3911	645	1,038	1,026	8,378	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
08/06/2012	193	355	548	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
09/06/2012	189	348	537	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
10/06/2012	193	355	548	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
11/06/2012	193	355	548	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
12/06/2012	187	344	531	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
13/06/2012	193	355	548	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298

FECHA	BOPOD	BWPD	BEPD	%BSW	PIP	PIP_Comegido	ESP_Depth	Pwf	Bp	Bw	jw	jwv	Kw/Kr	Sw	Sor	So
14/06/2012	193	355	548	65%	0	556	3911	641	1,038	1,026	8,374	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
15/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
16/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
17/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
18/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
19/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
20/06/2012	195	346	541	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
21/06/2012	191	339	530	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
22/06/2012	194	345	540	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
23/06/2012	194	345	540	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
24/06/2012	194	345	540	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
25/06/2012	190	339	529	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
26/06/2012	194	345	540	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
27/06/2012	192	342	534	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
28/06/2012	194	345	540	64%	0	568	3911	653	1,038	1,026	8,365	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
29/06/2012	194	354	548	65%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,079	0,452	0,250	0,298
30/06/2012	194	354	548	65%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,079	0,452	0,250	0,298
01/07/2012	194	354	548	65%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,079	0,452	0,250	0,298
02/07/2012	194	354	548	65%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,079	0,452	0,250	0,298
03/07/2012	194	352	546	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,079	0,452	0,250	0,298
04/07/2012	194	353	545	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
05/07/2012	192	353	544	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
06/07/2012	192	353	545	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
07/07/2012	192	352	544	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
08/07/2012	192	353	545	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
09/07/2012	192	352	544	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298
10/07/2012	192	352	544	65%	0	550	3911	635	1,038	1,026	8,369	0,367	0,080	0,452	0,250	0,298

**Figura 33.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 11/07/2012 al 02/09/2012.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for well HCL-84 from 11/07/2012 to 06/08/2012. The bottom screenshot shows data from 07/06/2012 to 02/09/2012. The columns represent various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corregiado	ESP_Depth	Pwf	J	Bo	Bw	ja	jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
11/07/2012	192	353	544	65%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
12/07/2012	192	353	545	65%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
13/07/2012	185	340	525	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.079	0.452	0.250	0.298	
14/07/2012	185	340	525	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.080	0.452	0.250	0.298	
15/07/2012	181	332	512	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.079	0.452	0.250	0.298	
16/07/2012	185	341	526	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.080	0.452	0.250	0.298	
17/07/2012	186	340	525	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.079	0.452	0.250	0.298	
18/07/2012	185	340	524	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.079	0.452	0.250	0.298	
19/07/2012	192	339	524	65%	0	601	3911	686	1.038	1.026	8.415	0.368	0.079	0.452	0.250	0.298	
20/07/2012	188	347	535	65%	575	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
21/07/2012	188	347	535	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
22/07/2012	188	347	535	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
23/07/2012	188	347	535	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
24/07/2012	188	347	536	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
25/07/2012	188	347	536	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
26/07/2012	189	347	535	65%	0	575	3911	660	1.038	1.026	8.391	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
27/07/2012	186	339	525	65%	500	500	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
28/07/2012	188	341	527	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
29/07/2012	186	341	527	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
30/07/2012	186	342	528	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
31/07/2012	186	342	528	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
01/08/2012	186	341	527	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298	
02/08/2012	186	342	528	65%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
03/08/2012	217	332	549	60%	559	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.066	0.440	0.250	0.310	
04/08/2012	217	338	555	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.068	0.441	0.250	0.309	
05/08/2012	216	336	551	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
06/08/2012	217	342	559	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.066	0.442	0.250	0.308	

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corregiado	ESP_Depth	Pwf	J	Bo	Bw	ja	jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
07/06/2012	216	337	554	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.068	0.441	0.250	0.309	
08/06/2012	217	334	551	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.067	0.440	0.250	0.310	
09/06/2012	218	337	554	61%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
10/06/2012	207	320	527	61%	500	500	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
11/06/2012	207	320	527	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
12/06/2012	207	320	527	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
13/06/2012	207	320	527	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
14/06/2012	207	320	527	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
15/06/2012	206	320	526	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
16/06/2012	206	320	526	61%	0	580	3911	665	1.038	1.026	8.396	0.367	0.067	0.441	0.250	0.309	
17/06/2012	216	339	554	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
18/06/2012	216	338	554	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
19/06/2012	216	338	554	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
20/06/2012	216	339	555	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
21/06/2012	216	339	554	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
22/06/2012	216	339	555	61%	0	586	3911	671	1.038	1.026	8.401	0.367	0.068	0.442	0.250	0.308	
23/06/2012	215	346	560	62%	500	500	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
24/06/2012	214	345	560	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
25/06/2012	215	349	562	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
26/06/2012	214	340	560	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
28/06/2012	214	347	562	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
29/06/2012	215	347	562	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306	
30/06/2012	214	344	558	62%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.070	0.443	0.250	0.307	
31/06/2012	199	368	567	65%	550	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.080	0.452	0.250	0.297	
01/08/2012	198	367	565	65%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	
02/08/2012	199	365	563	65%	0	550	3911	635	1.038	1.026	8.360	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298	

**Figura 34.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 03/09/2012 al 26/10/2012.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for well HCL-84 from 03/09/2012 to 26/10/2012. The bottom screenshot shows data from 30/05/2012 to 26/10/2012. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: BFPD, E: %BSW, F: PIP, G: PIP Correjada, H: ESP Depth, I: Perf, J: Bo, K: Bw, L: Jp, M: Jw, N: Kw/Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
1764 03/09/2012	198	364	562	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.079	0.452	0.250	0.298
1765 04/09/2012	199	367	566	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1766 05/09/2012	199	367	566	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1767 06/09/2012	199	366	565	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1768 07/09/2012	199	365	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1769 08/09/2012	199	365	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1770 09/09/2012	199	365	565	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1791 10/09/2012	198	365	563	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1792 11/09/2012	198	365	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1793 12/09/2012	199	365	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1794 13/09/2012	199	365	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1795 14/09/2012	199	365	565	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1796 15/09/2012	199	366	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1797 16/09/2012	199	366	564	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1798 17/09/2012	199	366	563	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1799 18/09/2012	199	366	565	66%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.080	0.452	0.250	0.298
1800 19/09/2012	215	349	563	62%	556	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1801 20/09/2012	215	349	563	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1802 21/09/2012	214	348	562	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1803 22/09/2012	214	348	562	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1804 23/09/2012	214	350	564	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.071	0.445	0.250	0.306
1805 24/09/2012	214	348	560	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1806 25/09/2012	214	349	563	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.071	0.444	0.250	0.306
1807 26/09/2012	214	351	565	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.071	0.445	0.250	0.306
1808 27/09/2012	214	347	561	62%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.070	0.444	0.250	0.306
1809 28/09/2012	217	356	573	62%	556	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.071	0.445	0.250	0.306
1810 29/09/2012	217	362	579	63%	0	556	3911	641	1.038	1.026	0.374	0.367	0.072	0.446	0.250	0.304

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
1811 30/05/2012	219	369	588	63%	550	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1812 01/10/2012	219	377	596	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.075	0.449	0.250	0.301
1813 02/10/2012	219	367	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.368	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1814 03/10/2012	219	364	584	62%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.368	0.367	0.072	0.446	0.250	0.304
1815 04/10/2012	219	372	592	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.074	0.448	0.250	0.303
1816 05/10/2012	211	367	588	63%	550	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1817 06/10/2012	211	366	587	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1818 07/10/2012	211	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1819 08/10/2012	211	366	587	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1820 09/10/2012	212	366	587	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1821 10/10/2012	211	366	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1822 11/10/2012	210	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1823 12/10/2012	211	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1824 13/10/2012	211	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1825 14/10/2012	211	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1826 15/10/2012	211	365	586	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1827 16/10/2012	206	348	554	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1828 17/10/2012	208	351	560	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1829 18/10/2012	208	352	559	63%	0	550	3911	636	1.038	1.026	0.369	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
1830 19/10/2012	202	356	568	64%	553	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
1831 20/10/2012	201	353	564	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
1832 21/10/2012	201	356	557	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
1833 22/10/2012	202	356	557	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
1834 23/10/2012	209	366	567	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
1835 24/10/2012	201	366	557	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
1836 25/10/2012	202	366	557	64%	0	553	3911	638	1.038	1.026	0.371	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
1837 26/10/2012	187	333	520	64%	560	560	3911	653	1.038	1.026	0.365	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299

**Figura 35.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 27/10/2012 al 19/12/2012.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 27/10/2012 to 22/11/2012, and the bottom screenshot shows data from 23/11/2012 to 19/12/2012. The data is organized into columns representing various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kpw/Kr	Sw	Sot	So
27/10/2012	186	331	518	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
28/10/2012	186	320	514	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
29/10/2012	186	331	517	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
30/10/2012	186	329	515	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
31/10/2012	186	332	518	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
01/11/2012	186	331	517	64%	0	568	3911	653	1.038	1.026	8.395	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
02/11/2012	197	349	546	64%	577	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
03/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
04/11/2012	190	330	520	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
05/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
06/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
07/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
08/11/2012	197	348	545	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
09/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
10/11/2012	197	349	546	64%	0	577	3911	662	1.038	1.026	8.393	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
11/11/2012	198	351	548	64%	571	571	3911	666	1.038	1.026	8.388	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
12/11/2012	198	351	548	64%	0	571	3911	666	1.038	1.026	8.388	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
13/11/2012	198	350	548	64%	0	571	3911	666	1.038	1.026	8.388	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
14/11/2012	198	347	543	64%	0	571	3911	666	1.038	1.026	8.388	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
15/11/2012	198	351	549	64%	0	571	3911	666	1.038	1.026	8.388	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
16/11/2012	205	365	570	64%	550	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
17/11/2012	205	366	571	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
18/11/2012	205	363	568	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
19/11/2012	205	363	568	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
20/11/2012	205	366	571	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
21/11/2012	205	366	571	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
22/11/2012	205	362	568	64%	0	550	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	ps	pw	Kpw/Kr	Sw	Sot	So
23/11/2012	206	364	570	64%	551	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
24/11/2012	206	371	577	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.078	0.451	0.250	0.299
25/11/2012	206	367	573	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
26/11/2012	206	372	578	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.078	0.451	0.250	0.299
27/11/2012	207	370	576	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.078	0.451	0.250	0.299
28/11/2012	207	367	575	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.370	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
29/11/2012	207	366	573	64%	0	551	3911	636	1.038	1.026	8.369	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
30/11/2012	204	361	565	64%	550	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
01/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
02/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
03/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
04/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
05/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
06/12/2012	203	361	564	64%	0	550	3911	645	1.038	1.026	8.378	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
07/12/2012	206	364	569	64%	557	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
08/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
09/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
10/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
11/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
12/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
13/12/2012	205	364	569	64%	0	557	3911	642	1.038	1.026	8.375	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
14/12/2012	212	369	571	63%	558	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
15/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
16/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
17/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
18/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303
19/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.073	0.447	0.250	0.303

**Figura 36.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 20/12/2012 al 11/02/2013.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet, showing production data for well HCL-84. The top screenshot covers the period from 1882 to 1917, and the bottom screenshot covers the period from 1919 to 1945. Both tables include columns for date, production metrics (BOPO, BWPD, BFPD, %BSW, PIP), and various engineering parameters (ESP\_Depth, Pwf, Bb, Bw, ja, jw, Krw/Kr, Sw, Sor, Sg).

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bb	Bw	ja	jw	Krw / Kr	Sw	Sor	Sg
1882 20/12/2012	212	369	571	63%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1883 21/12/2012	206	364	570	64%	555	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1884 22/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1885 23/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1886 24/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1887 25/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1888 26/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1889 27/12/2012	206	364	570	64%	0	555	3911	640	1,038	1,026	8,373	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1900 28/12/2012	211	367	569	63%	553	559	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1901 29/12/2012	211	367	569	63%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1902 30/12/2012	211	367	569	63%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1903 31/12/2012	211	367	569	63%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1904 01/01/2013	211	365	566	63%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1905 02/01/2013	212	367	569	63%	0	559	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1906 03/01/2013	212	367	569	63%	0	559	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,073	0,447	0,250	0,303
1907 04/01/2013	207	369	565	63%	555	555	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1908 05/01/2013	207	361	568	64%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1909 06/01/2013	206	368	564	63%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1910 07/01/2013	206	368	564	64%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1911 08/01/2013	206	368	564	63%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1912 09/01/2013	206	368	564	63%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1913 10/01/2013	206	368	564	63%	0	565	3911	650	1,038	1,026	8,382	0,367	0,075	0,449	0,250	0,301
1914 11/01/2013	200	366	565	64%	557	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1915 12/01/2013	196	348	544	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300
1916 13/01/2013	194	345	539	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300
1917 14/01/2013	200	366	565	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1918 15/01/2013	200	366	565	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bb	Bw	ja	jw	Krw / Kr	Sw	Sor	Sg
1919 16/01/2013	200	366	565	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300
1920 17/01/2013	200	366	566	64%	0	567	3911	672	1,038	1,026	8,402	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1921 18/01/2013	204	363	567	64%	559	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1922 19/01/2013	204	363	567	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1923 20/01/2013	204	363	567	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1924 21/01/2013	204	364	567	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1925 22/01/2013	204	364	567	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1926 23/01/2013	204	363	567	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1927 24/01/2013	204	366	570	64%	0	559	3911	644	1,038	1,026	8,377	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1928 25/01/2013	205	371	577	64%	553	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1929 26/01/2013	205	370	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1930 27/01/2013	206	370	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1931 28/01/2013	205	369	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1932 29/01/2013	206	370	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1933 30/01/2013	206	370	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1934 31/01/2013	205	370	575	64%	0	553	3911	638	1,038	1,026	8,371	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1935 01/02/2013	202	364	566	64%	567	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1936 02/02/2013	202	363	565	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1937 03/02/2013	202	363	566	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,078	0,451	0,250	0,299
1938 04/02/2013	203	363	566	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1939 05/02/2013	204	363	567	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1940 06/02/2013	203	363	566	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1941 07/02/2013	203	363	566	64%	0	567	3911	652	1,038	1,026	8,384	0,367	0,077	0,451	0,250	0,299
1942 08/02/2013	206	364	570	64%	558	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,076	0,450	0,250	0,300
1943 09/02/2013	206	363	569	64%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300
1944 10/02/2013	206	363	569	64%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300
1945 11/02/2013	205	364	569	64%	0	558	3911	643	1,038	1,026	8,376	0,367	0,077	0,450	0,250	0,300

**Figura 37.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 12/02/2013 al 06/04/2013.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet, showing data for well HCL-84. The top screenshot shows data from 12/02/2013 to 10/03/2013, and the bottom screenshot shows data from 11/03/2013 to 06/04/2013. The data is organized into columns representing various production and performance metrics.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corrección	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw / Kr	Sw	Sgr	So
12/02/2013	207	363	570	64%	0	559	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
13/02/2013	205	364	569	64%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
14/02/2013	206	364	570	64%	0	558	3911	643	1.038	1.026	8.376	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
15/02/2013	209	365	573	64%	559	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
16/02/2013	209	369	567	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
17/02/2013	207	365	572	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
18/02/2013	207	365	572	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
19/02/2013	207	365	572	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
20/02/2013	207	365	572	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
21/02/2013	207	365	572	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
22/02/2013	209	368	576	64%	573	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
23/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
24/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
25/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
26/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
27/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
28/02/2013	209	368	576	64%	0	573	3911	658	1.038	1.026	8.390	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
01/03/2013	202	355	558	64%	573	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
02/03/2013	203	355	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
03/03/2013	202	356	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
04/03/2013	202	356	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
05/03/2013	202	355	557	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
06/03/2013	202	356	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
07/03/2013	202	356	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
08/03/2013	202	356	558	64%	0	578	3911	663	1.038	1.026	8.394	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
09/03/2013	202	356	558	64%	559	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
10/03/2013	206	356	562	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
11/03/2013	206	356	563	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
12/03/2013	207	356	562	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
13/03/2013	206	356	562	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
14/03/2013	207	356	563	63%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.074	0.448	0.250	0.302
15/03/2013	209	361	570	63%	555	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
16/03/2013	208	364	572	64%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
17/03/2013	208	359	568	63%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
18/03/2013	208	361	570	63%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
19/03/2013	208	362	570	63%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
20/03/2013	208	362	571	64%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
21/03/2013	208	362	570	64%	0	555	3911	640	1.038	1.026	8.373	0.367	0.075	0.448	0.250	0.301
22/03/2013	200	349	549	64%	559	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
23/03/2013	195	344	539	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
24/03/2013	196	345	541	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
25/03/2013	198	349	547	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
26/03/2013	197	349	546	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.077	0.450	0.250	0.300
27/03/2013	198	349	546	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
28/03/2013	198	349	547	64%	0	559	3911	644	1.038	1.026	8.377	0.367	0.076	0.450	0.250	0.300
29/03/2013	203	363	566	64%	568	568	3911	653	1.038	1.026	8.385	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
30/03/2013	214	381	594	64%	530	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.077	0.451	0.250	0.299
31/03/2013	212	377	588	64%	0	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.077	0.451	0.250	0.299
01/04/2013	214	381	594	64%	0	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.077	0.451	0.250	0.299
02/04/2013	214	381	594	64%	0	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.077	0.451	0.250	0.299
03/04/2013	217	381	599	64%	0	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.076	0.450	0.250	0.300
04/04/2013	214	381	595	64%	0	530	3911	615	1.038	1.026	8.350	0.366	0.077	0.451	0.250	0.299
05/04/2013	211	375	586	64%	541	541	3911	626	1.038	1.026	8.360	0.367	0.077	0.451	0.250	0.299
06/04/2013	224	399	623	64%	490	490	3911	583	1.038	1.022	8.322	0.366	0.078	0.451	0.250	0.299

**Figura 38.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 07/04/2013 al 30/05/2013.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 07/04/2013 to 03/05/2013. The bottom screenshot shows data from 03/05/2013 to 30/05/2013. Both tables share the same column headers: A (FECHA), B (BOPO), C (BWPD), D (BFPD), E (NSW), F (PIP), G (PIP\_Corregido), H (ESP\_Depth), I (Pwf), J (Bo), K (Bw), L (mu), M (mw), N (Kw/Kr), O (Sw), P (Sor), and Q (Sg). The data rows show daily production and reservoir parameters for well HCL-84.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	mu	mw	Kw/Kr	Sw	Sor	Sg
07/04/2013	222	400	623	64%	498	498	3911	573	1.038	1.027	8.313	0.366	0.078	0.451	0.250	0.299
08/04/2013	232	419	651	64%	448	448	3911	533	1.039	1.027	8.278	0.365	0.079	0.452	0.250	0.298
09/04/2013	229	414	644	64%	448	448	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.079	0.452	0.250	0.298
10/04/2013	229	414	644	64%	448	448	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.079	0.452	0.250	0.298
11/04/2013	229	419	648	65%	448	448	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.080	0.452	0.250	0.298
12/04/2013	228	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
13/04/2013	228	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
14/04/2013	227	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
15/04/2013	220	419	640	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
16/04/2013	227	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
17/04/2013	227	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
18/04/2013	227	433	660	66%	456	456	3911	541	1.039	1.027	8.285	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
19/04/2013	224	427	651	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
20/04/2013	225	427	652	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
21/04/2013	224	427	652	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
22/04/2013	220	418	638	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
23/04/2013	224	427	652	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
24/04/2013	222	427	650	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
25/04/2013	219	419	637	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
26/04/2013	224	430	653	66%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
27/04/2013	224	429	653	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
28/04/2013	224	429	651	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
29/04/2013	224	429	653	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
30/04/2013	224	429	653	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
01/05/2013	222	430	653	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
02/05/2013	223	430	653	66%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
03/05/2013	241	419	661	64%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	mu	mw	Kw/Kr	Sw	Sor	Sg
04/05/2013	237	411	648	63%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.449	0.250	0.301
05/05/2013	240	419	659	64%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
06/05/2013	239	421	660	64%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.077	0.451	0.250	0.299
07/05/2013	242	420	661	63%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
08/05/2013	241	419	660	64%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
09/05/2013	240	419	659	64%	446	446	3911	531	1.039	1.027	8.276	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
10/05/2013	237	422	659	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.078	0.451	0.250	0.299
11/05/2013	237	422	659	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.078	0.451	0.250	0.299
12/05/2013	236	422	658	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.078	0.451	0.250	0.299
13/05/2013	238	422	660	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.077	0.451	0.250	0.299
14/05/2013	236	422	658	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.078	0.451	0.250	0.299
15/05/2013	240	421	661	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
16/05/2013	237	419	656	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.077	0.451	0.250	0.299
17/05/2013	237	417	654	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.077	0.450	0.250	0.300
18/05/2013	240	422	662	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.076	0.450	0.250	0.300
19/05/2013	234	413	647	64%	451	451	3911	536	1.039	1.027	8.281	0.365	0.077	0.450	0.250	0.300
20/05/2013	242	414	656	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
21/05/2013	244	418	662	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
22/05/2013	245	418	663	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
23/05/2013	244	410	654	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.073	0.447	0.250	0.303
24/05/2013	246	414	661	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.073	0.447	0.250	0.303
25/05/2013	246	415	661	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
26/05/2013	241	405	646	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.073	0.447	0.250	0.303
27/05/2013	246	416	663	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
28/05/2013	246	415	661	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	8.276	0.365	0.073	0.447	0.250	0.303
29/05/2013	247	419	666	63%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
30/05/2013	247	419	667	63%	449	449	3911	534	1.039	1.027	8.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302

**Figura 39.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 31/05/2013 al 23/07/2013.

The figure displays two screenshots of an Excel spreadsheet titled 'HCL-84 - Excel'. The top screenshot shows data from 31/05/2013 to 20/06/2013, and the bottom screenshot shows data from 27/06/2013 to 23/07/2013. The spreadsheet contains the following columns:

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Perf.	Bo	Bw	pw	jw	Krw/Rkr	Swr	Sor	So
31/05/2013	247	419	666	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
01/06/2013	241	411	651	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
02/06/2013	244	415	668	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
03/06/2013	238	402	640	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
04/06/2013	240	419	667	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
05/06/2013	240	419	667	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
06/06/2013	245	419	665	63%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
07/06/2013	245	415	660	63%	445	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
08/06/2013	247	423	670	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
09/06/2013	246	423	669	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
10/06/2013	246	421	667	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
11/06/2013	246	424	670	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
12/06/2013	246	419	665	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
13/06/2013	244	419	663	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
14/06/2013	240	424	671	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.075	0.449	0.250	0.301
15/06/2013	245	419	664	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
16/06/2013	240	423	672	63%	0	445	3911	530	1.039	1.027	0.276	0.365	0.074	0.448	0.250	0.302
17/06/2013	263	412	676	61%	449	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
18/06/2013	264	412	676	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
19/06/2013	263	412	675	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
20/06/2013	264	415	679	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
21/06/2013	264	413	677	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
22/06/2013	264	413	678	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
23/06/2013	264	414	677	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
24/06/2013	262	414	676	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
25/06/2013	262	408	670	61%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.068	0.442	0.250	0.300
26/06/2013	264	400	672	61%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.282	0.365	0.067	0.441	0.250	0.300

The bottom screenshot shows data from 27/06/2013 to 23/07/2013, following the same column structure as the top screenshot. The data continues with similar trends in production metrics over the period.

**Figura 40.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 24/07/2013 al 15/09/2013.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from July 24, 2013, to September 15, 2013. The bottom screenshot shows a similar table from July 20, 2013, to September 15, 2013. Both tables have the following columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP\_Corregida, ESP\_Depth, Perf., Bp, Bw, ps, pw, Kpw / Kc, Sw, Sor, and So. The data points are numerical values representing production and reservoir parameters over time.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Bp	Bw	ps	pw	Kpw / Kc	Sw	Sor	So
24/07/2013	263	410	673	61%	453	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
25/07/2013	265	410	674	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.067	0.441	0.250	0.309
26/07/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
27/07/2013	257	401	658	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
28/07/2013	257	401	658	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
29/07/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
30/07/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
31/07/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
01/08/2013	267	418	685	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
02/08/2013	261	400	661	60%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.067	0.440	0.250	0.310
03/08/2013	261	417	676	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.069	0.443	0.250	0.307
04/08/2013	267	418	685	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
05/08/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
06/08/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
07/08/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
08/08/2013	268	418	686	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
09/08/2013	268	418	687	61%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.262	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
10/08/2013	264	412	670	61%	450	450	3911	535	1.039	1.027	0.260	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
11/08/2013	256	399	654	61%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.260	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
12/08/2013	264	412	676	61%	440	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
13/08/2013	273	425	690	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
14/08/2013	271	422	693	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
15/08/2013	271	420	690	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
16/08/2013	270	419	689	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
17/08/2013	273	425	690	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
18/08/2013	269	419	688	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
19/08/2013	273	425	692	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Perf.	Bp	Bw	ps	pw	Kpw / Kc	Sw	Sor	So
20/07/2013	263	412	675	61%	0	440	3911	525	1.039	1.027	0.271	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
21/07/2013	271	429	690	60%	463	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.068	0.439	0.250	0.311
22/07/2013	268	403	671	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.066	0.439	0.250	0.311
23/07/2013	267	400	667	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
24/07/2013	264	396	660	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
25/07/2013	264	396	660	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
26/07/2013	259	389	648	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
27/07/2013	273	429	692	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
28/07/2013	259	388	647	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
29/07/2013	258	400	658	60%	0	463	3911	540	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
30/07/2013	275	413	688	60%	450	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
31/07/2013	276	413	689	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
01/08/2013	267	402	669	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.066	0.439	0.250	0.311
02/08/2013	279	422	702	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.066	0.440	0.250	0.310
03/08/2013	276	413	690	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
04/08/2013	270	406	676	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
05/08/2013	281	422	703	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.066	0.439	0.250	0.311
06/08/2013	280	420	700	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.066	0.439	0.250	0.311
07/08/2013	282	422	704	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
08/08/2013	263	396	658	60%	0	450	3911	535	1.039	1.027	0.280	0.365	0.066	0.439	0.250	0.311
09/08/2013	274	400	674	59%	455	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.064	0.437	0.250	0.313
10/08/2013	278	413	691	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.065	0.438	0.250	0.312
11/08/2013	274	404	678	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312
12/08/2013	277	412	690	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
13/08/2013	272	404	676	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
14/08/2013	273	406	678	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311
15/08/2013	270	413	692	60%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.284	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312

**Figura 41.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 16/09/2013 al 08/11/2013.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 16/09/2013 to 12/10/2013. The bottom screenshot shows data for the period from 13/10/2013 to 08/11/2013. Both screenshots show a table with 17 columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, %BSW, PIP, PIP Corrección, ESP, Depth, Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Kw/Kr, Sw, Sor, and So. The data is organized in rows, with each row representing a specific date and its corresponding production and recovery metrics.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corrección	ESP	Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
16/09/2013	273	400	673	59%	0	456	3911	540	1.039	1.027	0.264	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312	
17/09/2013	280	419	699	60%	0	456	3911	540	1.039	1.027	0.264	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
18/09/2013	272	395	667	59%	474	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.063	0.437	0.250	0.313	
19/09/2013	276	408	684	60%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.065	0.438	0.250	0.312	
20/09/2013	278	414	692	60%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.065	0.439	0.250	0.311	
21/09/2013	277	403	681	59%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.063	0.437	0.250	0.313	
22/09/2013	277	408	685	60%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.064	0.438	0.250	0.312	
23/09/2013	278	406	684	59%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.064	0.438	0.250	0.312	
24/09/2013	277	406	682	59%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.064	0.438	0.250	0.312	
25/09/2013	271	397	669	59%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.064	0.438	0.250	0.312	
26/09/2013	243	365	599	59%	0	474	3911	559	1.039	1.027	0.301	0.366	0.064	0.437	0.250	0.313	
27/09/2013	290	409	699	59%	460	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.061	0.435	0.250	0.315	
28/09/2013	289	409	698	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.062	0.435	0.250	0.315	
29/09/2013	299	423	711	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.064	0.436	0.250	0.313	
30/09/2013	286	409	686	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.062	0.436	0.250	0.314	
01/10/2013	288	422	710	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312	
02/10/2013	288	423	711	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312	
03/10/2013	272	399	671	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312	
04/10/2013	289	433	722	60%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
05/10/2013	283	411	694	59%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.063	0.437	0.250	0.313	
06/10/2013	282	416	698	60%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312	
07/10/2013	274	410	684	60%	463	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
08/10/2013	280	420	700	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
09/10/2013	280	425	704	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.066	0.440	0.250	0.310	
10/10/2013	273	414	687	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.066	0.440	0.250	0.310	
11/10/2013	273	410	683	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
12/10/2013	275	410	684	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP Corrección	ESP	Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
13/10/2013	273	410	683	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
14/10/2013	274	410	684	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
15/10/2013	280	418	698	60%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.065	0.439	0.250	0.311	
16/10/2013	287	394	682	58%	463	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
17/10/2013	293	402	695	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
18/10/2013	291	405	695	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.061	0.434	0.250	0.316	
19/10/2013	291	402	693	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
20/10/2013	285	393	679	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
21/10/2013	291	402	693	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
22/10/2013	291	402	694	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
23/10/2013	284	394	678	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
24/10/2013	295	394	679	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	0.291	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
25/10/2013	298	412	710	58%	460	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
26/10/2013	299	413	713	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
27/10/2013	298	413	711	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
28/10/2013	298	413	711	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
29/10/2013	298	413	711	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
30/10/2013	267	371	638	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
31/10/2013	286	395	681	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
01/11/2013	299	415	714	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
02/11/2013	298	413	711	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
03/11/2013	298	413	712	58%	0	460	3911	545	1.039	1.027	0.288	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
04/11/2013	286	396	682	58%	462	462	3911	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
05/11/2013	295	396	681	58%	0	462	3911	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
06/11/2013	267	371	638	58%	0	462	3911	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
07/11/2013	295	396	681	58%	0	462	3911	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
08/11/2013	295	396	681	58%	0	462	3911	567	1.038	1.027	0.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	

**Figura 42.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 09/11/2013 al 01/01/2014.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 09/11/2013 to 01/01/2014, and the bottom screenshot shows data from 05/12/2013. The data is organized into columns representing various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw	Kr	Sw	Sor	So
09/11/2013	267	400	686	59%	0	452	3911	567	1.038	1.027	8.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
10/11/2013	276	380	666	58%	0	452	3911	567	1.038	1.027	8.308	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
11/11/2013	286	393	679	59%	0	452	3911	567	1.038	1.027	8.308	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
12/11/2013	280	389	669	59%	0	452	3911	567	1.038	1.027	8.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
13/11/2013	286	396	684	59%	0	452	3911	567	1.038	1.027	8.308	0.366	0.061	0.434	0.250	0.316	
14/11/2013	280	396	676	59%	481	481	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.062	0.435	0.250	0.315	
15/11/2013	261	362	623	59%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
16/11/2013	286	394	680	59%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
17/11/2013	285	394	679	59%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
18/11/2013	281	386	667	58%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
19/11/2013	280	386	666	58%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
20/11/2013	268	370	638	58%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.060	0.434	0.250	0.316	
21/11/2013	286	399	685	59%	0	451	3911	566	1.038	1.027	8.307	0.366	0.061	0.435	0.250	0.315	
22/11/2013	291	401	692	59%	461	461	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
23/11/2013	284	393	677	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
24/11/2013	292	404	696	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
25/11/2013	297	409	706	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
26/11/2013	295	392	677	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
27/11/2013	294	409	703	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
28/11/2013	296	409	704	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
29/11/2013	295	409	704	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
30/11/2013	295	416	712	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.061	0.435	0.250	0.315	
01/12/2013	295	434	699	59%	0	451	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
02/12/2013	295	421	696	59%	454	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
03/12/2013	283	387	670	58%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
04/12/2013	290	394	684	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
05/12/2013	292	399	691	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw	Kr	Sw	Sor	So
06/12/2013	279	377	656	57%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
07/12/2013	292	397	689	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
08/12/2013	293	398	691	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
09/12/2013	298	406	704	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
10/12/2013	297	406	703	59%	0	454	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
11/12/2013	293	401	694	59%	463	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
12/12/2013	295	401	696	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
13/12/2013	299	409	709	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
14/12/2013	298	409	708	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
15/12/2013	299	409	708	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
16/12/2013	299	409	708	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
17/12/2013	281	384	665	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
18/12/2013	288	409	708	59%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
19/12/2013	289	396	686	58%	0	463	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
20/12/2013	298	406	706	59%	464	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
21/12/2013	298	406	706	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
22/12/2013	298	406	706	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
23/12/2013	293	400	693	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
24/12/2013	298	406	706	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
25/12/2013	297	406	705	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
26/12/2013	299	406	707	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
27/12/2013	292	400	692	58%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317	
28/12/2013	293	400	693	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
29/12/2013	294	400	694	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317	
30/12/2013	291	402	693	59%	471	471	3911	556	1.039	1.027	8.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
31/12/2013	291	402	693	59%	0	471	3911	556	1.039	1.027	8.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	
01/01/2014	292	402	694	59%	0	471	3911	556	1.039	1.027	8.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316	

**Figura 43.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 02/01/2014 al 24/02/2014.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 02/01/2014 to 24/02/2014, and the bottom screenshot shows data from 28/07/2014 to 24/02/2014. The spreadsheet columns are: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, %SW, PIP, PIP Correjido, ESP Depth, Perf, Bu, Bw, mu, mw, Kw/Kr, Sw, Sor, and So. The data points are as follows:

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%SW	PIP	PIP Correjido	ESP Depth	Perf	Bu	Bw	mu	mw	Kw/Kr	Sw	Sor	So
02/01/2014	292	402	694	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316
03/01/2014	292	402	694	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316
04/01/2014	292	403	695	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316
05/01/2014	280	391	661	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317
06/01/2014	290	394	664	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.060	0.433	0.250	0.317
07/01/2014	292	404	696	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.060	0.434	0.250	0.316
08/01/2014	292	399	690	58%	0	471	3911	556	1.039	1.027	0.298	0.365	0.059	0.433	0.250	0.317
09/01/2014	290	424	714	59%	464	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.437	0.250	0.313
10/01/2014	290	424	714	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.437	0.250	0.313
11/01/2014	291	424	715	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.063	0.437	0.250	0.313
12/01/2014	291	424	715	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.063	0.437	0.250	0.313
13/01/2014	292	424	716	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.063	0.437	0.250	0.313
14/01/2014	290	424	714	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.437	0.250	0.313
15/01/2014	289	424	713	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312
16/01/2014	293	415	690	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312
17/01/2014	289	424	713	60%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312
18/01/2014	283	415	698	59%	0	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.064	0.438	0.250	0.312
19/01/2014	271	441	712	62%	464	464	3911	549	1.039	1.027	0.292	0.365	0.071	0.445	0.250	0.308
20/01/2014	269	424	693	61%	467	467	3911	562	1.039	1.027	0.295	0.365	0.068	0.442	0.250	0.306
21/01/2014	270	430	707	62%	449	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
22/01/2014	269	430	707	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
23/01/2014	266	430	704	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.072	0.446	0.250	0.304
24/01/2014	267	430	705	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.072	0.445	0.250	0.306
25/01/2014	268	430	706	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
26/01/2014	265	429	694	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.071	0.444	0.250	0.306
27/01/2014	269	420	679	62%	0	449	3911	534	1.039	1.027	0.279	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
28/01/2014	265	431	697	62%	466	466	3911	563	1.039	1.027	0.296	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
29/07/2014	269	437	706	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
30/01/2014	269	437	706	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.071	0.445	0.250	0.306
31/01/2014	273	442	715	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.071	0.444	0.250	0.306
01/02/2014	272	441	713	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.070	0.444	0.250	0.306
02/02/2014	273	440	713	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.070	0.444	0.250	0.306
03/02/2014	270	436	707	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.070	0.444	0.250	0.306
04/02/2014	273	441	713	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.070	0.444	0.250	0.306
05/02/2014	272	442	714	62%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.071	0.444	0.250	0.306
06/02/2014	279	432	711	61%	463	463	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.067	0.441	0.250	0.309
07/02/2014	276	433	709	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
08/02/2014	271	424	695	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
09/02/2014	277	430	707	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
10/02/2014	271	423	694	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
11/02/2014	266	415	681	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
12/02/2014	277	433	710	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
13/02/2014	276	433	709	61%	0	466	3911	553	1.039	1.027	0.296	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
14/02/2014	280	438	719	61%	466	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
15/02/2014	280	436	716	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
16/02/2014	280	436	715	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
17/02/2014	280	438	718	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
18/02/2014	275	429	704	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
19/02/2014	278	435	713	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
20/02/2014	270	420	690	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
21/02/2014	263	438	721	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.067	0.441	0.250	0.308
22/02/2014	277	429	706	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.441	0.250	0.309
23/02/2014	282	440	721	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.068	0.442	0.250	0.308
24/02/2014	263	438	721	61%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.067	0.441	0.250	0.309

**Figura 44.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 25/02/2014 al 19/04/2014.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 25/02/2014 to 23/02/2014. The bottom screenshot shows data for the period from 24/02/2014 to 19/04/2014. Both screenshots show a table with 17 columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, NSW, PIP, PIP Correjada, ESP Depth, Perf, Ba, Bw, jw, jw, Krw/Kr, Sw, Sar, and So. The data rows are numbered sequentially from 2324 to 2350 in the first screenshot and 2351 to 2377 in the second.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf	Ba	Bw	jw	jw	Krw/Kr	Sw	Sar	So	
25/02/2014	252	465	718	65%	467	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297	
2525	2602/2014	263	467	719	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2526	27/02/2014	263	468	721	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.081	0.453	0.250	0.297
2527	28/02/2014	262	467	719	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2528	01/03/2014	263	467	720	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2529	02/03/2014	263	467	720	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2530	03/03/2014	263	467	720	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2531	04/03/2014	262	467	719	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2532	05/03/2014	262	467	719	65%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.080	0.453	0.250	0.297
2533	06/03/2014	246	476	722	66%	456	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2534	07/03/2014	241	466	707	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2535	08/03/2014	241	466	707	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2536	09/03/2014	246	476	722	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2537	10/03/2014	241	466	707	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2538	11/03/2014	246	476	722	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2539	12/03/2014	246	476	722	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2540	13/03/2014	246	464	709	65%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.082	0.454	0.250	0.296
2541	14/03/2014	238	461	699	66%	0	466	3911	551	1.039	1.027	0.294	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2542	15/03/2014	227	439	666	66%	457	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2543	16/03/2014	247	478	725	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2544	17/03/2014	247	478	725	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2545	18/03/2014	244	472	717	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2546	19/03/2014	247	478	725	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296
2547	20/03/2014	247	474	721	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
2548	21/03/2014	249	476	724	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
2549	22/03/2014	247	473	720	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.083	0.454	0.250	0.296
2550	23/03/2014	247	477	723	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.456	0.250	0.296

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf	Ba	Bw	jw	jw	Krw/Kr	Sw	Sar	So	
24/02/2014	244	472	717	66%	0	467	3911	552	1.039	1.027	0.295	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296	
2552	25/03/2014	242	468	711	66%	473	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2553	26/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2554	27/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2555	28/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2556	29/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2557	30/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2558	31/03/2014	247	478	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2559	01/04/2014	241	465	705	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2560	02/04/2014	247	474	722	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2561	03/04/2014	248	479	726	66%	0	473	3911	558	1.039	1.027	0.300	0.366	0.084	0.455	0.250	0.296
2562	04/04/2014	241	471	712	66%	469	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.085	0.455	0.250	0.296
2563	05/04/2014	242	471	713	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2564	06/04/2014	247	481	728	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.085	0.455	0.250	0.296
2565	07/04/2014	230	461	699	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2566	08/04/2014	224	436	660	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2567	09/04/2014	240	481	729	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2568	10/04/2014	241	481	729	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2569	11/04/2014	241	468	709	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2570	12/04/2014	249	481	730	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.084	0.455	0.250	0.296
2571	13/04/2014	245	480	726	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.085	0.455	0.250	0.294
2572	14/04/2014	222	469	690	66%	469	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.460	0.250	0.290
2573	15/04/2014	228	483	711	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.460	0.250	0.290
2574	16/04/2014	222	469	691	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2575	17/04/2014	237	497	734	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2576	18/04/2014	236	497	733	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2577	19/04/2014	236	497	731	66%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.460	0.250	0.290

**Figura 45.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 20/04/2014 al 12/06/2014.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 20/04/2014 to 16/05/2014. The bottom screenshot shows data for the period from 17/05/2014 to 12/06/2014. Both tables have the following columns: FECHA, BOPD, BWPD, ESP, PIP, PIP Correjada, ESP Depth, Perf., Bo, Bw, Jp, Jw, Kpw/Kr, Sw, and Sor. The data points are organized in rows, with each row representing a specific date and its corresponding production and well parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	ESP	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw / Kr	Sw	Sor	So
20/04/2014	230	486	717	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
20/04/2014	230	482	712	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.091	0.459	0.250
20/04/2014	236	497	733	68%	469	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
23/04/2014	227	476	703	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.091	0.459	0.250
24/04/2014	236	497	733	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
25/04/2014	229	481	710	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
25/04/2014	236	497	733	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
27/04/2014	231	486	717	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
29/04/2014	221	466	687	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
29/04/2014	229	481	710	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
30/04/2014	221	466	687	68%	0	469	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.092	0.459	0.250
01/05/2014	238	501	739	68%	455	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
02/05/2014	231	486	716	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
03/05/2014	238	501	739	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
04/05/2014	238	501	739	68%	454	454	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
05/05/2014	238	501	739	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
06/05/2014	238	501	739	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
07/05/2014	231	486	716	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
08/05/2014	223	470	693	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
09/05/2014	231	486	716	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
10/05/2014	229	480	709	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
11/05/2014	238	502	740	68%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
12/05/2014	231	486	717	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
13/05/2014	238	502	740	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
14/05/2014	223	470	694	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
15/05/2014	233	490	722	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
16/05/2014	238	502	740	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250

FECHA	BOPD	BWPD	ESP	PIP	PIP Correjada	ESP Depth	Perf.	Bo	Bw	Jp	Jw	Kpw / Kr	Sw	Sor	So
17/05/2014	216	455	671	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
18/05/2014	238	502	740	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
19/05/2014	238	502	740	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.459	0.250
20/05/2014	241	507	748	68%	453	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
21/05/2014	233	491	725	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
22/05/2014	241	507	748	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
23/05/2014	241	507	748	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
24/05/2014	241	507	748	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
26/05/2014	218	460	678	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
28/05/2014	233	491	725	68%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.293	0.365	0.092	0.459	0.250
29/05/2014	240	508	749	68%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
30/05/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
31/05/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
01/06/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
02/06/2014	233	493	725	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
03/06/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
04/06/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
05/06/2014	240	508	749	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
06/06/2014	235	498	733	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.294	0.365	0.092	0.460	0.250
07/06/2014	235	495	731	68%	455	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
08/06/2014	235	495	731	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
09/06/2014	240	508	749	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
10/06/2014	235	495	731	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
11/06/2014	240	508	749	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250
12/06/2014	240	508	749	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.295	0.365	0.092	0.459	0.250

**Figura 46.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 13/06/2014 al 05/08/2014.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows a data table for well HCL-84 from June 13, 2014, to August 5, 2014. The bottom screenshot shows a continuation of the data from July 9, 2014, to August 5, 2014. The columns represent various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw / Kr	Sw	Sor	Se
2432 13/06/2014	230	495	715	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.265	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2433 14/06/2014	240	506	746	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.265	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2434 15/06/2014	240	506	746	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.265	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2435 16/06/2014	227	478	705	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.265	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2436 17/06/2014	229	491	710	68%	0	455	3911	540	1.039	1.027	0.265	0.365	0.092	0.459	0.250	0.291
2437 18/06/2014	247	499	746	67%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2438 19/06/2014	247	499	746	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2439 20/06/2014	247	499	746	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2440 21/06/2014	231	468	699	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2441 22/06/2014	241	497	728	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2442 23/06/2014	241	497	728	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2443 24/06/2014	247	499	746	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2444 25/06/2014	247	499	746	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2445 26/06/2014	249	502	750	67%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2446 27/06/2014	241	496	727	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2447 28/06/2014	241	496	727	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2448 29/06/2014	233	470	703	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2449 30/06/2014	248	502	750	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2450 01/07/2014	247	502	749	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2451 02/07/2014	247	502	749	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2452 03/07/2014	246	502	748	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2453 04/07/2014	246	502	748	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2454 05/07/2014	246	502	747	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2455 06/07/2014	236	481	717	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.456	0.250	0.292
2456 07/07/2014	246	502	748	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2457 08/07/2014	246	502	746	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2458 09/07/2014	249	504	753	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.292

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Kw / Kr	Sw	Sor	Se
2469 10/07/2014	249	504	753	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2480 11/07/2014	249	502	750	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2481 12/07/2014	249	506	765	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2482 13/07/2014	249	504	753	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2483 14/07/2014	249	503	752	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2484 15/07/2014	245	499	744	67%	453	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.089	0.456	0.250	0.292
2485 16/07/2014	247	498	745	67%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2486 17/07/2014	250	502	752	67%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.087	0.457	0.250	0.293
2487 18/07/2014	248	501	749	67%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2488 19/07/2014	249	506	755	67%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2489 20/07/2014	245	476	722	66%	0	453	3911	538	1.039	1.027	0.263	0.365	0.085	0.456	0.250	0.296
2470 21/07/2014	243	491	734	67%	413	413	3911	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2471 22/07/2014	250	515	765	67%	0	413	3911	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.090	0.459	0.250	0.291
2472 23/07/2014	248	498	746	67%	0	413	3911	498	1.039	1.027	0.248	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2473 24/07/2014	246	491	737	67%	454	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.087	0.457	0.250	0.293
2474 25/07/2014	248	502	750	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2475 26/07/2014	247	501	747	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2476 27/07/2014	246	500	747	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.456	0.250	0.292
2477 28/07/2014	247	501	748	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2478 29/07/2014	248	497	727	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2479 30/07/2014	248	496	726	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2480 31/07/2014	242	491	733	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2481 01/08/2014	242	491	733	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2482 02/08/2014	241	489	730	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.457	0.250	0.293
2483 03/08/2014	247	506	752	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2484 04/08/2014	241	502	744	68%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2485 05/08/2014	236	481	717	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.264	0.365	0.089	0.456	0.250	0.292

**Figura 47.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 06/08/2014 al 28/09/2014.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet for well HCL-84. The top screenshot shows data from 06/08/2014 to 01/09/2014, and the bottom screenshot shows data from 01/09/2014 to 28/09/2014. The data is organized into columns representing various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Consigida	ESP_Depth	Pwf	Bu	Bw	ja	jw	Kw / Kr	Sw	Sor	So
2486 06/08/2014	247	492	739	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2487 07/08/2014	216	440	659	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2488 08/08/2014	247	499	747	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2489 09/08/2014	248	501	748	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2490 10/08/2014	246	499	745	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2491 11/08/2014	244	500	744	67%	0	454	3911	539	1.039	1.027	0.204	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2492 12/08/2014	242	496	738	67%	458	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2493 13/08/2014	232	468	700	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2494 14/08/2014	245	496	742	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2495 15/08/2014	231	477	708	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.090	0.458	0.250	0.292
2496 16/08/2014	236	494	731	68%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.090	0.459	0.250	0.291
2497 17/08/2014	246	498	744	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2498 18/08/2014	246	494	741	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.087	0.457	0.250	0.293
2499 19/08/2014	240	500	740	68%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2500 20/08/2014	247	498	744	67%	0	458	3911	543	1.039	1.027	0.207	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2501 21/08/2014	249	502	751	67%	459	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2502 22/08/2014	248	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2503 23/08/2014	248	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2504 24/08/2014	240	502	742	68%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2505 25/08/2014	241	504	746	68%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2506 26/08/2014	241	503	744	68%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.091	0.459	0.250	0.291
2507 27/08/2014	248	504	752	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2508 28/08/2014	246	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2509 29/08/2014	247	502	749	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2510 30/08/2014	247	502	749	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2511 31/08/2014	247	502	749	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2512 01/09/2014	235	472	713	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.292

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Consigida	ESP_Depth	Pwf	Bu	Bw	ja	jw	Kw / Kr	Sw	Sor	So
2513 02/09/2014	243	492	735	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2514 03/09/2014	233	471	704	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2515 04/09/2014	224	456	681	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2516 05/09/2014	240	497	727	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2517 06/09/2014	249	502	751	67%	459	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2518 07/09/2014	248	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2519 08/09/2014	248	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2520 09/09/2014	249	502	751	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2521 10/09/2014	240	495	725	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2522 11/09/2014	248	502	750	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2523 12/09/2014	247	506	753	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2524 13/09/2014	249	502	751	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2525 14/09/2014	245	502	747	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.089	0.458	0.250	0.292
2526 15/09/2014	219	439	658	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.087	0.457	0.250	0.293
2527 16/09/2014	249	502	751	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2528 17/09/2014	225	455	681	67%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.088	0.457	0.250	0.293
2529 18/09/2014	241	475	717	66%	0	459	3911	544	1.039	1.027	0.208	0.365	0.086	0.456	0.250	0.294
2530 19/09/2014	254	481	735	65%	465	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.082	0.454	0.250	0.296
2531 20/09/2014	258	497	755	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
2532 21/09/2014	257	494	751	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
2533 22/09/2014	246	481	728	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
2534 23/09/2014	254	497	751	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
2535 24/09/2014	245	478	723	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
2536 25/09/2014	253	494	747	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
2537 26/09/2014	235	465	702	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.086	0.455	0.250	0.294
2538 27/09/2014	245	478	722	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
2539 28/09/2014	252	492	744	66%	0	465	3911	550	1.039	1.027	0.203	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295

**Figura 48.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 29/09/2014 al 21/11/2014.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 29/09/2014 to 25/10/2014. The bottom screenshot shows data for the period from 26/10/2014 to 23/11/2014. Both screenshots show a table with 17 columns: FECHA, BOPD, BWPD, BFPD, NSW, PIP, PIP\_Corregido, ESP\_Depth, Pwf, Bo, Bw, Jp, Jw, Krw/Kr, Sw, Sor, and So. The data points are numerical values for each parameter over time.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw/Kr	Sw	Sor	So
29/09/2014	245	474	719	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
30/09/2014	240	491	729	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
01/10/2014	259	496	757	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
02/10/2014	256	497	754	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
03/10/2014	262	497	736	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
04/10/2014	254	497	761	66%	0	465	3911	560	1.039	1.027	8.293	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
05/10/2014	250	487	737	66%	461	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
06/10/2014	247	477	723	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
07/10/2014	267	497	754	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
08/10/2014	252	487	739	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
09/10/2014	256	496	751	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
10/10/2014	261	493	733	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
11/10/2014	253	496	749	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.085	0.455	0.250	0.294
12/10/2014	241	473	714	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.086	0.455	0.250	0.294
13/10/2014	266	490	754	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.085	0.455	0.250	0.295
14/10/2014	235	457	692	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
15/10/2014	267	497	754	66%	0	461	3911	548	1.039	1.027	8.290	0.365	0.084	0.455	0.250	0.295
16/10/2014	238	518	766	69%	462	462	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.095	0.461	0.250	0.289
17/10/2014	232	518	750	69%	0	462	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.087	0.463	0.250	0.287
18/10/2014	238	515	763	68%	0	462	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.084	0.461	0.250	0.289
19/10/2014	239	518	767	68%	0	462	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.084	0.461	0.250	0.289
20/10/2014	235	519	754	69%	0	462	3911	548	1.039	1.027	8.291	0.365	0.086	0.462	0.250	0.288
21/10/2014	240	517	758	68%	0	462	3911	547	1.039	1.027	8.291	0.365	0.084	0.461	0.250	0.289
22/10/2014	204	496	700	71%	461	461	3911	547	1.039	1.027	8.290	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
23/10/2014	222	541	763	71%	460	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
24/10/2014	223	541	764	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
25/10/2014	221	541	762	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	NSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw/Kr	Sw	Sor	So
26/10/2014	216	524	741	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
27/10/2014	216	524	740	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
28/10/2014	220	541	761	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281
29/10/2014	220	541	761	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281
30/10/2014	209	508	717	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
31/10/2014	205	497	702	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
01/11/2014	213	513	726	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.105	0.467	0.250	0.283
02/11/2014	218	527	745	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
03/11/2014	223	541	764	71%	0	460	3911	546	1.039	1.027	8.289	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
04/11/2014	222	541	763	71%	463	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
05/11/2014	214	528	742	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281
06/11/2014	214	518	732	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
07/11/2014	213	517	731	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
08/11/2014	220	540	760	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281
09/11/2014	219	540	759	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.469	0.250	0.281
10/11/2014	212	518	730	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.468	0.250	0.282
11/11/2014	212	518	730	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.468	0.250	0.282
12/11/2014	203	496	698	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.107	0.468	0.250	0.282
13/11/2014	223	535	758	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.104	0.467	0.250	0.283
14/11/2014	221	539	761	71%	463	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
15/11/2014	221	534	755	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282
16/11/2014	214	516	730	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.105	0.467	0.250	0.283
17/11/2014	214	523	737	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
18/11/2014	223	542	765	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
19/11/2014	223	541	764	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.106	0.468	0.250	0.282
20/11/2014	222	532	754	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.104	0.467	0.250	0.283
21/11/2014	223	539	761	71%	0	463	3911	549	1.039	1.027	8.292	0.365	0.105	0.468	0.250	0.282

**Figura 49.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 22/11/2014 al 14/01/2015.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 22/11/2014 to 18/12/2014. The bottom screenshot shows data for the period from 20/12/2014 to 14/01/2015. Both tables have the same column structure: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: ESP, E: PIP, F: PIP\_Corregida, G: ESP\_Depth, H: Perf, I: Bw, J: Bwr, K: pw, L: pwr, M: Krr, N: Krr, O: Sw, P: Ssr, Q: Ssr. The data points are numerical values representing production and well parameters over time.

**Figura 50.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 15/01/2015 al 10/02/2015.

FECHA	BOPO	BWPD	BFPD	MSW	PIP	PIP_Corregida	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	ps	pw	Kpw / Kr	Sw	Sor	So
15/01/2015	235	515	750	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.095	0.462	0.250	0.288
16/01/2015	225	494	719	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.095	0.462	0.250	0.288
17/01/2015	232	509	742	69%	409	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.095	0.462	0.250	0.288
18/01/2015	240	526	767	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.095	0.462	0.250	0.288
19/01/2015	242	526	768	68%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.095	0.461	0.250	0.289
20/01/2015	245	529	773	68%	409	409	3911	554	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.461	0.250	0.289
21/01/2015	244	530	782	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
22/01/2015	223	493	716	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
23/01/2015	244	530	782	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
24/01/2015	244	537	782	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
25/01/2015	244	536	779	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
26/01/2015	229	500	730	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
27/01/2015	243	537	780	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
28/01/2015	243	537	781	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
29/01/2015	234	521	755	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.462	0.250	0.288
30/01/2015	239	538	777	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.098	0.463	0.250	0.287
31/01/2015	237	531	769	69%	409	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.463	0.250	0.287
01/02/2015	218	481	700	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
02/02/2015	242	532	773	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
03/02/2015	242	532	773	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
04/02/2015	238	529	767	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.096	0.462	0.250	0.288
05/02/2015	237	529	768	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.463	0.250	0.287
06/02/2015	237	529	766	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.463	0.250	0.287
07/02/2015	239	531	769	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.462	0.250	0.288
08/02/2015	238	531	770	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.462	0.250	0.288
09/02/2015	227	508	736	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.463	0.250	0.287
10/02/2015	237	531	768	69%	0	409	3911	555	1.039	1.027	0.297	0.365	0.097	0.463	0.250	0.287

**Figura 51.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 10/03/2015 al 02/05/2015.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data from 10/03/2015 to 02/05/2015, and the bottom screenshot shows data from 05/04/2015 to 02/05/2015. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: BFPD, E: %ISW, F: PIP, G: PIP Corregiado, H: ESP Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: Jp, M: Jw, N: Krw / Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP Corregiado	ESP Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
10/03/2015	225	548	773	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
11/03/2015	225	548	773	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
12/03/2015	225	548	770	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
13/03/2015	220	548	768	71%	475	475	3911	561	1.039	1.027	0.303	0.366	0.109	0.470	0.250	0.280
14/03/2015	219	548	767	71%	474	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.109	0.470	0.250	0.280
15/03/2015	225	553	778	71%	0	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.107	0.488	0.250	0.281
16/03/2015	228	550	776	71%	0	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
17/03/2015	226	550	776	71%	0	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
18/03/2015	202	493	696	71%	0	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
19/03/2015	219	533	752	71%	0	474	3911	560	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
20/03/2015	218	528	745	71%	473	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
21/03/2015	231	546	777	70%	473	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.103	0.466	0.250	0.284
22/03/2015	229	538	767	70%	473	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.102	0.466	0.250	0.284
23/03/2015	232	558	769	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.487	0.250	0.283
24/03/2015	231	555	768	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.106	0.487	0.250	0.283
25/03/2015	222	555	777	71%	0	473	3911	569	1.039	1.027	0.301	0.366	0.109	0.470	0.250	0.280
26/03/2015	230	542	772	70%	475	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.103	0.466	0.250	0.284
27/03/2015	107	249	366	70%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.101	0.465	0.250	0.285
28/03/2015	37	90	127	71%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
29/03/2015	145	366	511	72%	475	475	3911	561	1.039	1.027	0.303	0.366	0.110	0.471	0.250	0.279
30/03/2015	160	361	520	69%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.099	0.464	0.250	0.286
31/03/2015	156	380	536	71%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
01/04/2015	157	390	537	71%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.106	0.488	0.250	0.282
02/04/2015	165	367	512	70%	0	475	3911	561	1.039	1.027	0.302	0.366	0.100	0.465	0.250	0.286
03/04/2015	224	578	802	72%	498	498	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.113	0.472	0.250	0.278
04/04/2015	228	594	822	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.113	0.473	0.250	0.277
05/04/2015	225	594	819	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.115	0.473	0.250	0.277

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%ISW	PIP	PIP Corregiado	ESP Depth	Pwf	Bo	Bw	Jp	Jw	Krw / Kr	Sw	Sor	So
06/04/2015	226	596	823	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.115	0.473	0.250	0.277
07/04/2015	222	592	814	73%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.116	0.474	0.250	0.276
08/04/2015	222	597	819	73%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.117	0.475	0.250	0.275
09/04/2015	224	588	812	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.114	0.473	0.250	0.277
10/04/2015	216	576	793	73%	490	490	3911	568	1.038	1.027	0.307	0.366	0.116	0.474	0.250	0.276
11/04/2015	209	588	797	74%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.123	0.477	0.250	0.273
12/04/2015	212	570	782	73%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.117	0.475	0.250	0.275
13/04/2015	200	534	734	73%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.117	0.474	0.250	0.276
14/04/2015	209	564	773	73%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.118	0.475	0.250	0.275
15/04/2015	221	588	809	73%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.116	0.474	0.250	0.276
16/04/2015	190	491	681	72%	0	480	3911	566	1.038	1.027	0.307	0.366	0.112	0.472	0.250	0.278
17/04/2015	214	540	753	72%	488	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.110	0.471	0.250	0.279
18/04/2015	199	504	703	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.111	0.471	0.250	0.279
19/04/2015	199	521	719	72%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.114	0.473	0.250	0.277
20/04/2015	209	569	777	73%	0	488	3911	574	1.038	1.027	0.314	0.366	0.119	0.476	0.250	0.274
21/04/2015	171	471	642	73%	489	489	3911	575	1.038	1.027	0.315	0.366	0.120	0.476	0.250	0.274
22/04/2015	206	564	770	73%	0	489	3911	575	1.038	1.027	0.315	0.366	0.119	0.476	0.250	0.274
23/04/2015	207	567	764	73%	489	489	3911	579	1.038	1.027	0.318	0.366	0.117	0.475	0.250	0.275
24/04/2015	209	567	776	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.318	0.366	0.118	0.475	0.250	0.274
25/04/2015	210	576	787	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.319	0.366	0.119	0.476	0.250	0.274
26/04/2015	215	576	791	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.318	0.366	0.117	0.474	0.250	0.276
27/04/2015	204	546	750	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.318	0.366	0.117	0.474	0.250	0.276
28/04/2015	215	576	791	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.318	0.366	0.117	0.474	0.250	0.276
29/04/2015	187	537	725	74%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.319	0.366	0.125	0.478	0.250	0.272
30/04/2015	195	539	734	73%	0	489	3911	579	1.038	1.027	0.319	0.366	0.120	0.476	0.250	0.274
01/05/2015	195	546	741	74%	502	502	3911	586	1.038	1.026	0.326	0.366	0.121	0.477	0.250	0.273
02/05/2015	199	547	736	74%	496	496	3911	581	1.038	1.027	0.320	0.366	0.126	0.478	0.250	0.272

**Figura 52.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 03/05/2015 al 25/06/2015.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for well HCL-84 from 03/05/2015 to 25/06/2015. The bottom screenshot shows data from 27/03/2015 to 25/06/2015. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWPD, D: BFPD, E: NSW, F: PIP, G: PIP\_Consigida, H: ESP\_Depth, I: Pwf, J: Bo, K: Bw, L: ps, M: pw, N: Kw/Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So. The data points are numerical values for each parameter over time.

**Figura 53.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 26/06/2015 al 18/08/2015.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for the period from 26/06/2015 to 22/07/2015. The bottom screenshot shows data for the period from 28/07/2015 to 18/08/2015. Both tables have the following columns: A: FECHA, B: BOPD, C: BWP, D: BFP, E: %BSW, F: PIP, G: PIP\_Corregido, H: ESP\_Depth, I: Pwf, J: Bw, K: Bw, L: Jw, M: Jw, N: Kw/Kr, O: Sw, P: Sor, Q: So. The data rows are numbered sequentially from 2600 to 2636 in the top table and 2637 to 2663 in the bottom table.

**Figura 54.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 19/08/2015 al 11/10/2015.

The image displays two screenshots of an Excel spreadsheet, one above the other, showing production data for well HCL-84. The top screenshot covers the period from August 19, 2015, to September 14, 2015. The bottom screenshot covers the period from September 15, 2015, to October 11, 2015. Both tables share the same column structure:

FECHA	BOPO	BWPO	BFPD	%SW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pauf	Ba	Bw	pw	Rnw / Rr	Sw	Sor	So
19/08/2015	183	593	775	76%	0	491	3911	577	1.038	1.027	8.317	0.366	0.141	0.483	0.267
20/08/2015	182	592	774	76%	0	491	3911	577	1.038	1.027	8.317	0.366	0.141	0.483	0.267
21/08/2015	186	595	770	76%	0	491	3911	577	1.038	1.027	8.317	0.366	0.137	0.482	0.268
22/08/2015	179	590	768	77%	494	424	3911	580	1.038	1.027	8.320	0.366	0.144	0.484	0.266
23/08/2015	179	584	762	77%	495	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.142	0.484	0.266
24/08/2015	177	574	761	76%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.320	0.366	0.141	0.483	0.267
25/08/2015	182	597	769	76%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.320	0.366	0.140	0.483	0.267
26/08/2015	184	599	783	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.142	0.484	0.266
27/08/2015	181	593	774	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.143	0.484	0.266
28/08/2015	182	596	778	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.143	0.484	0.266
29/08/2015	186	609	795	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.143	0.484	0.266
30/08/2015	183	600	784	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.142	0.484	0.266
31/08/2015	180	590	770	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.142	0.484	0.266
01/09/2015	176	577	763	77%	0	495	3911	581	1.038	1.027	8.321	0.366	0.143	0.484	0.266
02/09/2015	180	606	786	77%	487	487	3911	573	1.038	1.027	8.314	0.366	0.147	0.486	0.265
03/09/2015	182	630	811	78%	487	487	3911	573	1.038	1.027	8.314	0.366	0.151	0.487	0.263
04/09/2015	173	611	784	78%	486	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.154	0.488	0.262
05/09/2015	181	635	817	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.153	0.487	0.263
06/09/2015	175	608	783	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.151	0.487	0.263
07/09/2015	176	608	784	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.151	0.486	0.264
08/09/2015	182	628	810	79%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.150	0.486	0.264
09/09/2015	176	600	777	77%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.149	0.486	0.264
10/09/2015	190	628	818	77%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.144	0.484	0.266
11/09/2015	176	628	804	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.156	0.488	0.262
12/09/2015	172	608	780	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.154	0.488	0.262
13/09/2015	176	628	804	78%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.156	0.488	0.262
14/09/2015	179	613	792	77%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.149	0.486	0.264

FECHA	BOPO	BWPO	BFPD	%SW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pauf	Ba	Bw	pw	Rnw / Rr	Sw	Sor	So
15/09/2015	181	628	809	79%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.151	0.486	0.264
16/09/2015	175	608	783	79%	0	486	3911	572	1.038	1.027	8.313	0.366	0.151	0.487	0.263
17/09/2015	181	618	798	77%	492	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.149	0.486	0.264
18/09/2015	178	598	775	77%	492	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.147	0.485	0.265
19/09/2015	175	579	754	77%	0	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.144	0.484	0.266
20/09/2015	183	617	800	77%	0	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.147	0.486	0.265
21/09/2015	180	601	782	77%	0	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.145	0.486	0.265
22/09/2015	181	600	782	77%	0	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.144	0.484	0.266
23/09/2015	185	618	803	77%	0	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.145	0.485	0.265
24/09/2015	179	609	788	77%	492	492	3911	578	1.038	1.027	8.318	0.366	0.149	0.486	0.264
25/09/2015	176	600	775	77%	493	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.149	0.485	0.264
26/09/2015	183	596	779	77%	493	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.142	0.484	0.266
27/09/2015	184	622	806	77%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.147	0.485	0.265
28/09/2015	181	622	804	77%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.149	0.486	0.264
29/09/2015	181	622	803	77%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.150	0.486	0.264
30/09/2015	184	622	806	77%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.148	0.485	0.265
01/10/2015	178	624	803	79%	489	489	3911	575	1.038	1.027	8.315	0.366	0.153	0.487	0.263
02/10/2015	179	624	803	79%	0	489	3911	575	1.038	1.027	8.315	0.366	0.152	0.487	0.263
03/10/2015	176	630	806	78%	488	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
04/10/2015	172	615	788	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
05/10/2015	178	637	815	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
06/10/2015	177	634	811	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
07/10/2015	171	613	784	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
08/10/2015	178	639	817	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
09/10/2015	177	634	811	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
10/10/2015	172	615	787	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262
11/10/2015	177	634	811	79%	0	488	3911	574	1.038	1.027	8.314	0.366	0.156	0.488	0.262

Figura 55. Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 12/10/2015 al 04/12/2015.

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet. The top screenshot shows data for well HCL-84 from 12/10/2015 to 07/11/2015. The bottom screenshot shows data from 07/11/2015 to 04/12/2015. Both tables include columns for various production and reservoir parameters.

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	ps	pw	Krw/Rr	Sw	Sor	So
2916 12/10/2015														0.330	0.250	0.420
2919 13/10/2015					493	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.166	0.330	0.250	0.420
2920 14/10/2015	173	615	787	78%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.157	0.488	0.250	0.267
2921 15/10/2015	175	633	808	78%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.157	0.488	0.250	0.267
2922 16/10/2015	170	613	793	78%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.157	0.488	0.250	0.267
2923 17/10/2015	176	633	808	78%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.157	0.488	0.250	0.267
2924 18/10/2015	174	628	802	78%	0	493	3911	579	1.038	1.027	8.319	0.366	0.157	0.488	0.250	0.267
2925 19/10/2015	178	639	817	78%	475	475	3911	561	1.039	1.027	8.303	0.366	0.156	0.488	0.250	0.261
2926 20/10/2015	177	640	817	78%	477	477	3911	563	1.039	1.027	8.305	0.366	0.158	0.489	0.250	0.261
2927 21/10/2015	174	640	814	79%	473	473	3911	559	1.039	1.027	8.301	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2928 22/10/2015	169	620	789	79%	0	473	3911	559	1.039	1.027	8.301	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2929 23/10/2015	171	627	798	79%	0	473	3911	559	1.039	1.027	8.301	0.366	0.160	0.490	0.250	0.261
2930 24/10/2015	171	629	800	79%	0	473	3911	559	1.039	1.027	8.301	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2931 25/10/2015	166	607	772	79%	0	473	3911	559	1.039	1.027	8.301	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2932 26/10/2015	179	660	839	79%	469	469	3911	555	1.039	1.027	8.298	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2933 27/10/2015	175	646	821	79%	467	467	3911	553	1.039	1.027	8.296	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2934 28/10/2015	177	663	830	79%	465	465	3911	551	1.039	1.027	8.294	0.366	0.160	0.490	0.250	0.260
2935 29/10/2015	173	639	812	79%	0	465	3911	551	1.039	1.027	8.294	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2936 30/10/2015	180	665	845	79%	458	458	3911	544	1.039	1.027	8.288	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2937 31/10/2015	173	638	811	79%	0	458	3911	544	1.039	1.027	8.288	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2938 01/11/2015	174	644	818	79%	0	458	3911	544	1.039	1.027	8.288	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2939 02/11/2015	181	668	849	79%	442	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2940 03/11/2015	173	640	813	79%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2941 04/11/2015	175	645	820	79%	441	441	3911	527	1.039	1.027	8.273	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2942 05/11/2015	173	638	811	79%	0	441	3911	527	1.039	1.027	8.273	0.366	0.161	0.490	0.250	0.260
2943 06/11/2015	165	659	824	80%	459	459	3911	545	1.039	1.027	8.269	0.366	0.174	0.494	0.250	0.256
2944 07/11/2015	164	656	820	80%	0	459	3911	545	1.039	1.027	8.269	0.366	0.174	0.494	0.250	0.256

FECHA	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Prof.	Bo	Bw	ps	pw	Krw/Rr	Sw	Sor	So
2945 08/11/2015	168	670	838	80%	0	459	3911	545	1.039	1.027	8.269	0.366	0.174	0.494	0.250	0.256
2946 09/11/2015	169	677	846	80%	0	459	3911	545	1.039	1.027	8.269	0.366	0.174	0.494	0.250	0.256
2947 10/11/2015	164	656	820	80%	0	459	3911	545	1.039	1.027	8.269	0.366	0.174	0.494	0.250	0.256
2948 11/11/2015	169	665	854	80%	442	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2949 12/11/2015	162	657	819	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2950 13/11/2015	164	664	828	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2951 14/11/2015	160	647	807	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.176	0.495	0.250	0.255
2952 15/11/2015	165	669	834	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2953 16/11/2015	165	669	834	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2954 17/11/2015	160	650	810	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2955 18/11/2015	169	665	854	80%	0	442	3911	528	1.039	1.027	8.274	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2956 19/11/2015	167	662	849	80%	445	445	3911	531	1.039	1.027	8.277	0.366	0.178	0.496	0.250	0.254
2957 20/11/2015	168	663	851	80%	447	447	3911	533	1.039	1.027	8.279	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2958 21/11/2015	168	663	851	80%	0	447	3911	533	1.039	1.027	8.279	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2959 22/11/2015	169	667	856	80%	443	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2960 23/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2961 24/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2962 25/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2963 26/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2964 27/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2965 28/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2966 29/11/2015	154	628	782	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.178	0.496	0.250	0.254
2967 30/11/2015	169	667	856	80%	0	443	3911	529	1.039	1.027	8.275	0.366	0.177	0.495	0.250	0.255
2968 01/12/2015	161	684	845	81%	445	445	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.366	0.186	0.498	0.250	0.252
2969 02/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.366	0.190	0.500	0.250	0.250
2970 03/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.366	0.190	0.500	0.250	0.250
2971 04/12/2015	160	697	857	81%	0	445	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.366	0.190	0.500	0.250	0.250

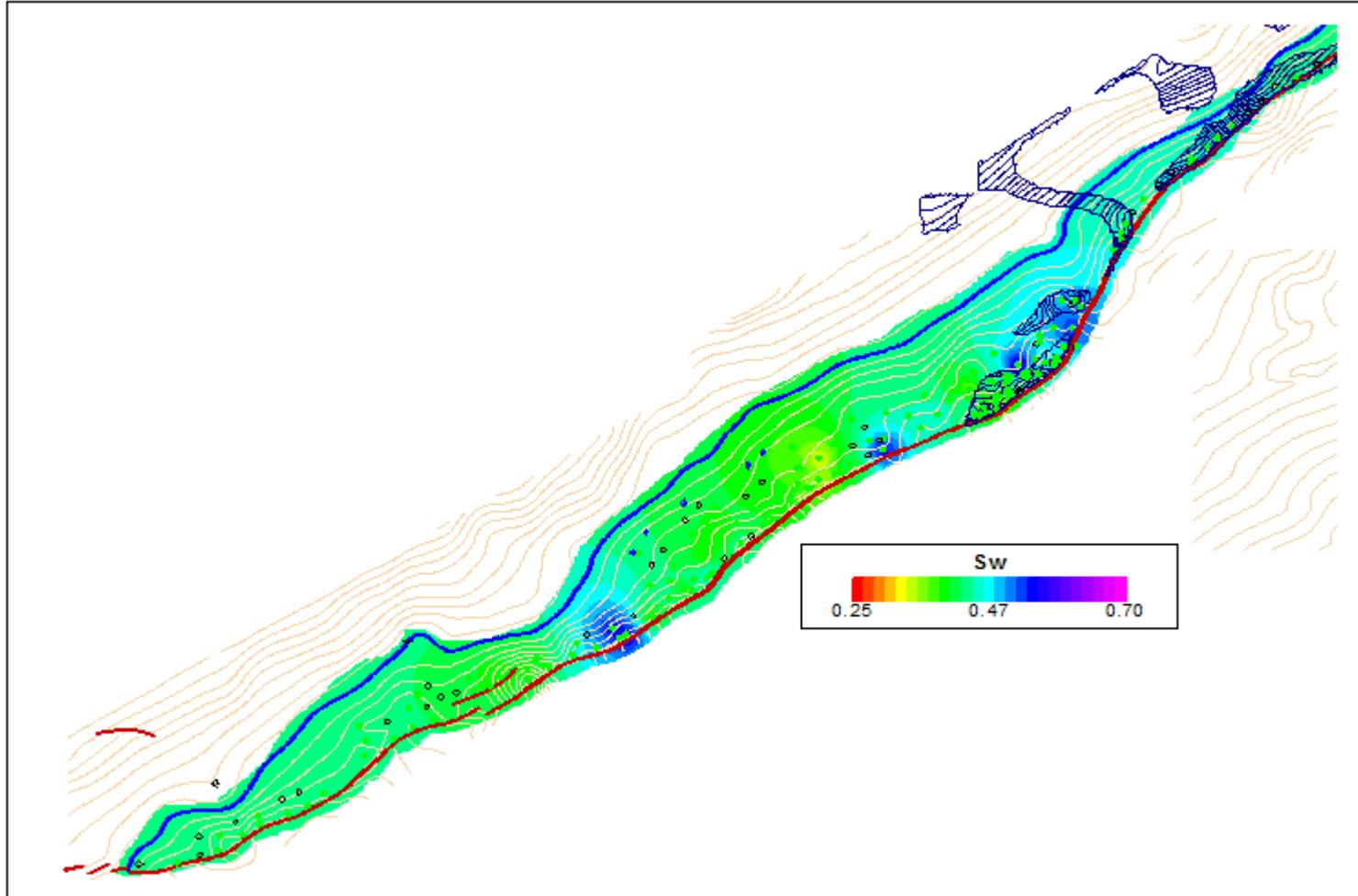
**Figura 56.** Resultados procedimiento en Microsoft Excel Pozo HCL-84 De 05/12/2015 al 31/12/2015.

FECHA	BOPO	BWPD	BSPO	%BSW	PIP	PIP_Corregido	ESP_Depth	Pwf	Bo	Bw	pa	pw	Kw / Kr	Sw	Sor	So
2972 05/12/2015	160	697	697	81%	0	442	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.365	0.193	0.500	0.250	0.250
2973 06/12/2015	155	672	627	81%	0	445	3911	532	1.039	1.027	8.277	0.365	0.193	0.499	0.250	0.251
2974 07/12/2015	160	673	633	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2975 08/12/2015	164	690	654	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2976 09/12/2015	156	657	613	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.194	0.497	0.250	0.253
2977 10/12/2015	157	663	618	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.194	0.497	0.250	0.253
2978 11/12/2015	161	676	637	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2979 12/12/2015	161	676	637	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2980 13/12/2015	164	690	654	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2981 14/12/2015	159	667	626	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2982 15/12/2015	164	688	652	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2983 16/12/2015	160	674	634	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.194	0.498	0.250	0.252
2984 17/12/2015	162	681	643	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2985 18/12/2015	157	659	616	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2986 19/12/2015	164	688	652	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2987 20/12/2015	164	688	652	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2988 21/12/2015	164	688	652	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.193	0.497	0.250	0.253
2989 22/12/2015	167	703	670	81%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.194	0.497	0.250	0.253
2990 23/12/2015	154	699	653	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.198	0.502	0.250	0.248
2991 24/12/2015	156	712	668	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.199	0.503	0.250	0.247
2992 25/12/2015	156	712	668	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.199	0.503	0.250	0.247
2993 26/12/2015	156	712	668	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.199	0.503	0.250	0.247
2994 27/12/2015	153	714	667	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.203	0.504	0.250	0.246
2995 28/12/2015	153	714	667	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.203	0.504	0.250	0.246
2996 29/12/2015	153	714	667	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.203	0.504	0.250	0.246
2997 30/12/2015	147	684	631	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.203	0.504	0.250	0.246
2998 31/12/2015	153	714	667	82%	0	442	3911	529	1.039	1.027	8.274	0.365	0.203	0.504	0.250	0.246

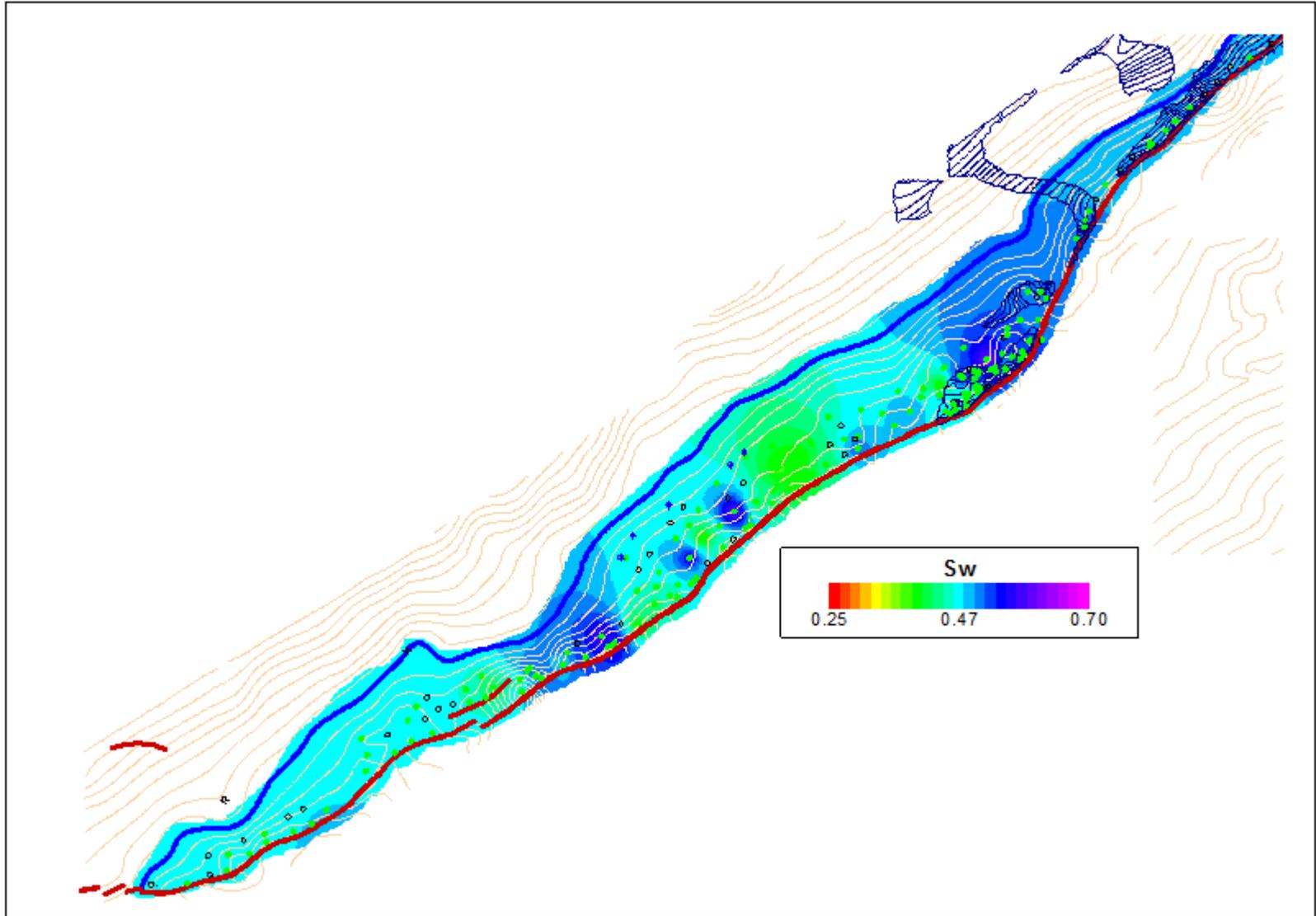
## ANEXO B

### “TIME MOTION STUDY”. MAPAS DE MOVIMIENTO DE FLUIDOS. VARIABLE SW. AÑO 2011 A 2015.

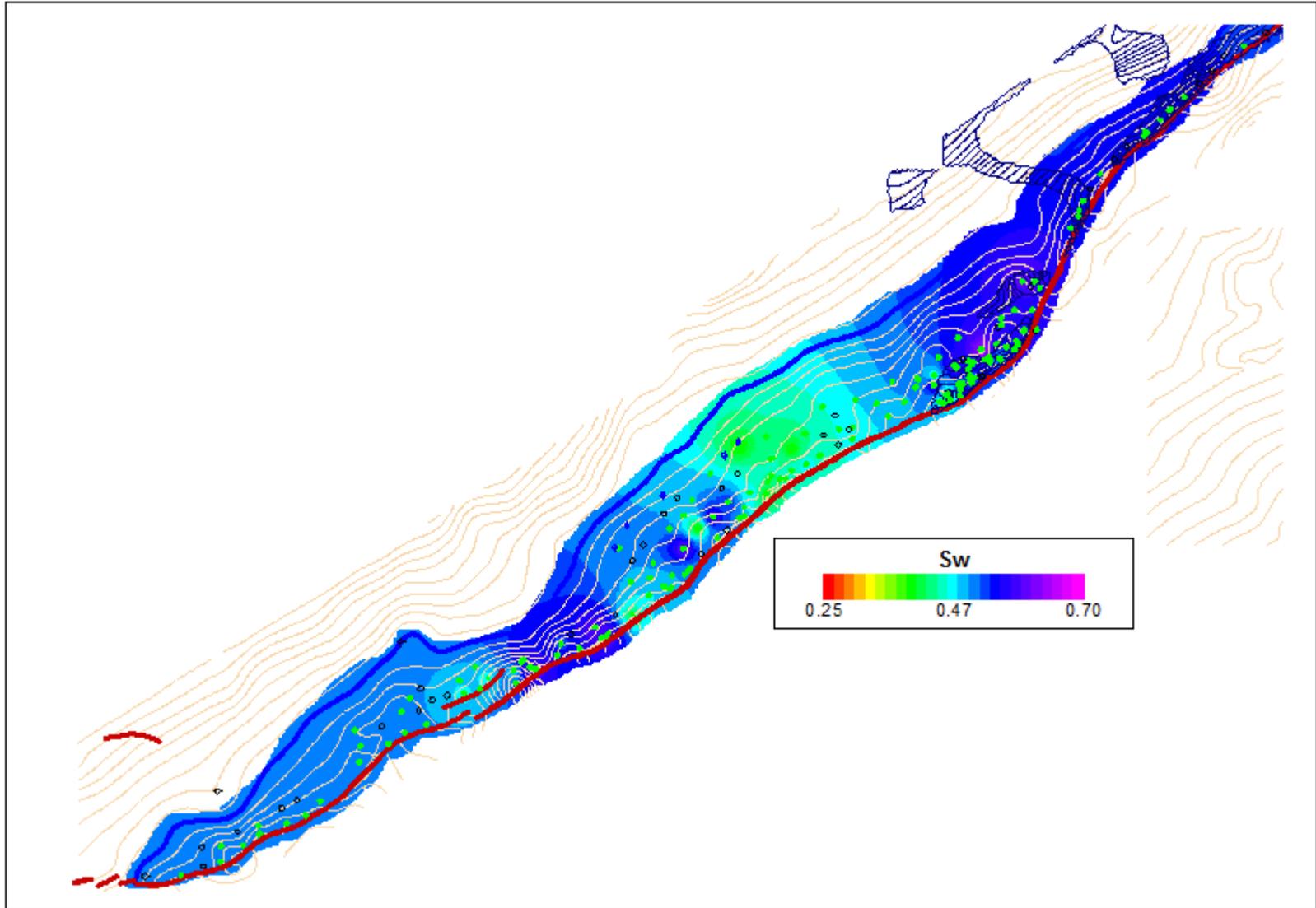
**Figura 1.** “Time Motion Study”. Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2011.



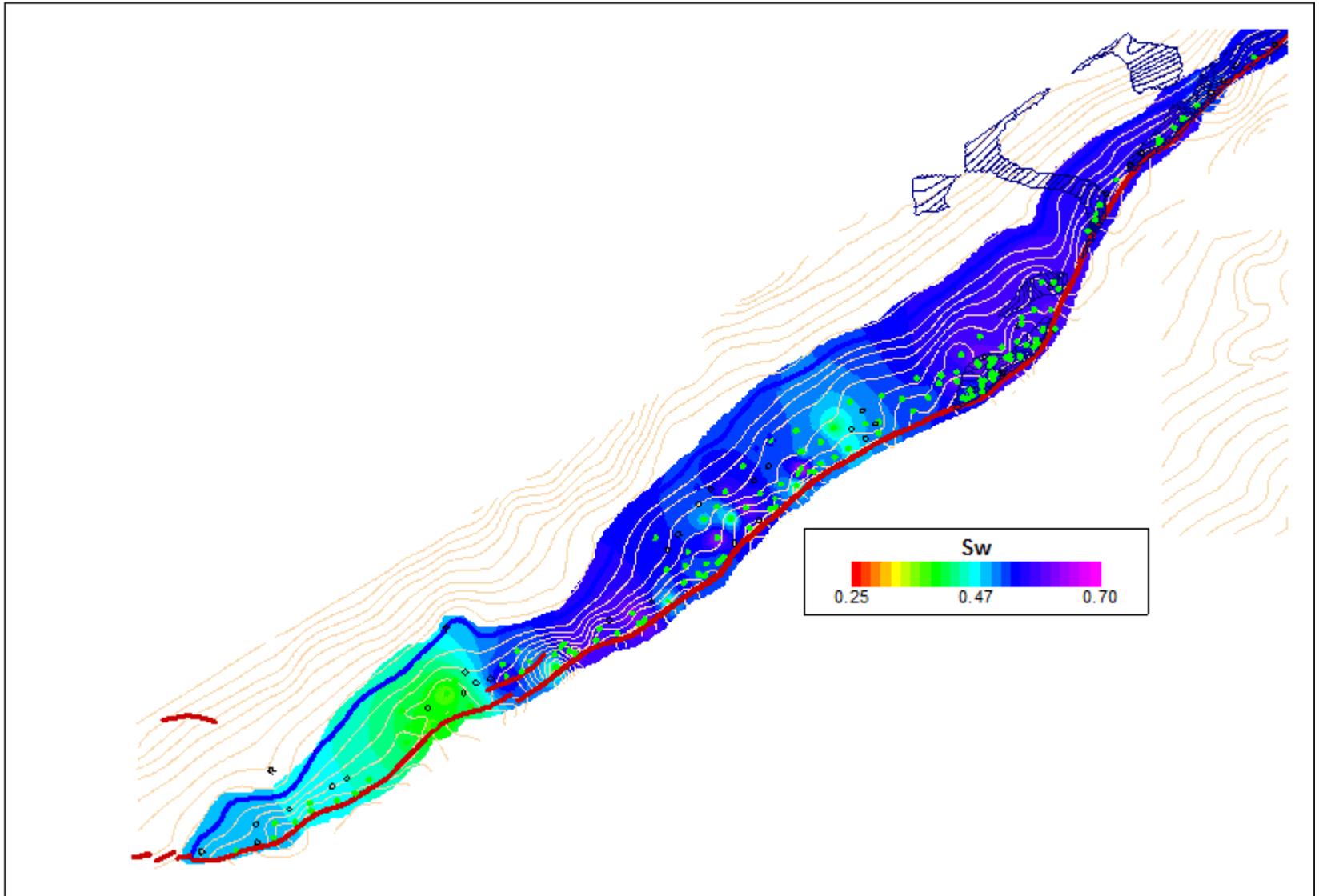
**Figura 2.** "Time Motion Study." Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2012.



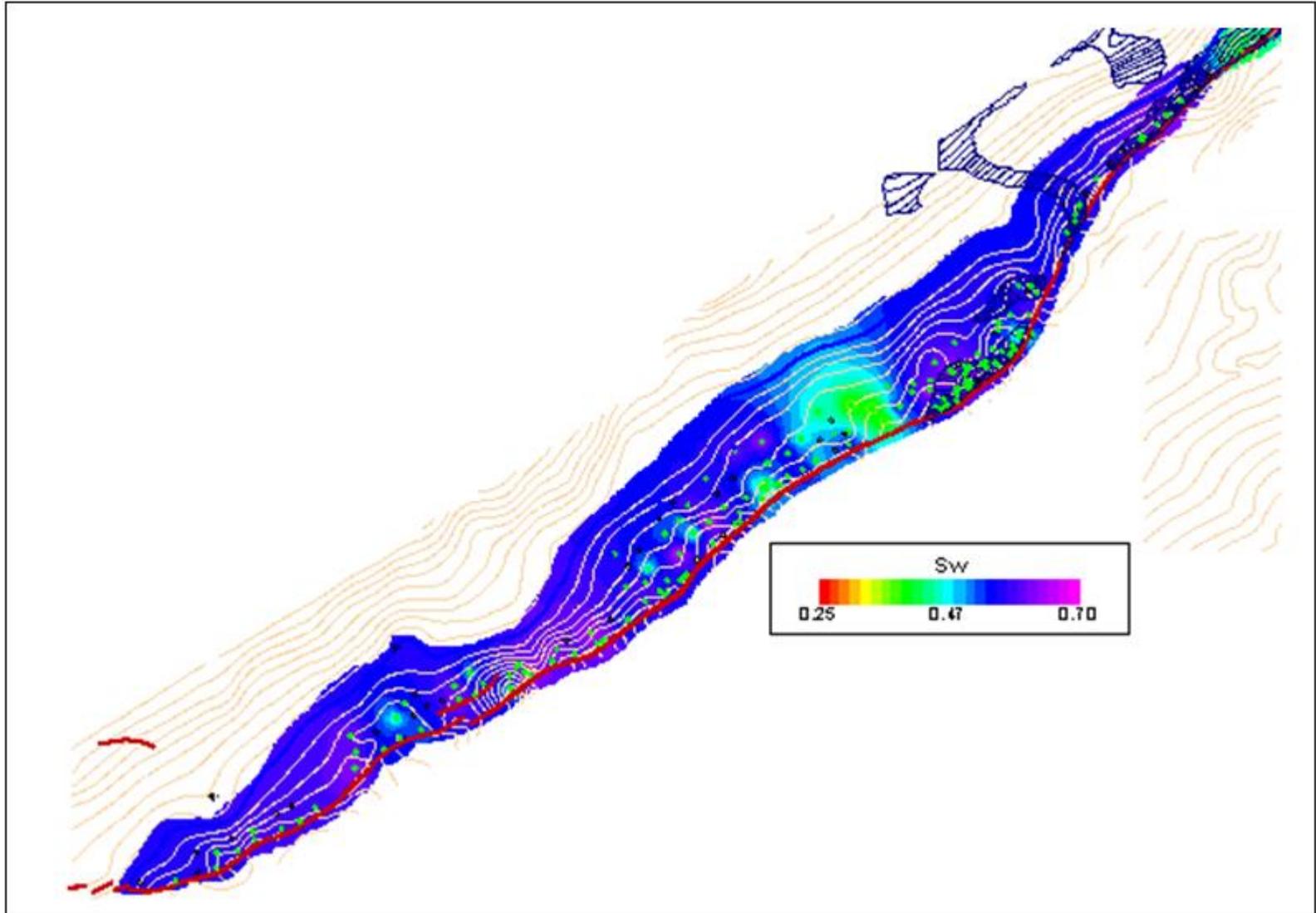
**Figura 3.** “Time Motion Study.” Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2013.



**Figura 4.** "Time Motion Study." Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2014.



**Figura 5.** “Time Motion Study.” Mapas de movimiento de fluidos. Variable Sw. Año 2015.



	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Laura Patricia Cujia Medina** y **Juan Camilo Tautiva Enciso** en calidad de titulares de la obra **Evaluación del comportamiento de la saturación actual de petróleo con base en el análisis de presiones e historia de producción en el Campo Ocelote**, elaborada en el año **2015**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:



**Atribución- no comercial- sin derivar:** permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



**Atribución – no comercial:** permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



**Atribución – no comercial – compartir igual:** permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.



Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 2 días del mes de Noviembre del año 2016.

## LOS AUTORES:

### Autor 1

Nombres	Apellidos
Laura Patricia	Cujia Medina
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1.020.783.964	Laura P. Cujia Medina

Nombres	Apellidos
Juan Camilo	Tautiva Enciso
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1.020.792.773	Juan Camilo Tautiva Enciso