

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**ESCUELA DE PETRÓLEO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



**TESIS DE GRADO**

**PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:**

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**TEMA**

**“OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE  
FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES  
NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL  
YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO  
PACOA”**

**PRESENTADA POR:**

**YAGUAL LIMÓN IVÁN LEONARDO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. CARLOS MALAVÉ**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**FEBRERO - 2014**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**ESCUELA DE PETRÓLEO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TESIS DE GRADO**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:**

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**TEMA**

**“OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE  
FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES  
NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL  
YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO  
PACOA”**

**PRESENTADA POR:**

**YAGUAL LIMÓN IVÁN LEONARDO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. CARLOS MALAVÉ**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**FEBRERO - 2014**

## **CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS**

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

TEMA DE TESIS

**“OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUÍDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA”**

TUTOR

ING. CARLOS MALAVÉ

CERTIFICA QUE:

Luego de haber cumplido con todas las tutorías de acuerdo al cronograma previsto para el efecto, el trabajo de investigación titulado “Obtención de parámetros petrofísicos y propiedades de fluidos a partir de datos de campo y correlaciones numéricas para predecir el comportamiento del yacimiento: Estimación del Factor Recobro en el campo Pacoa” realizado por el estudiante, Yagual Limón Iván Leonardo, desde el 25 de julio del 2013 al 20 de Febrero del 2014.

Una vez que este trabajo reúne todos los requisitos de calidad, autorizo con mi firma para que pueda ser presentado, defendido y sustentado. Observando las normas legales que para el efecto existan.

-----

Ing. Carlos Malavé

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

Yagual Limón Iván Leonardo con CI: 0926464595 declara que el trabajo aquí descrito corresponde única y exclusivamente a su autor, queda constancia que he consultado las referencias bibliográficas que se incluye en este proyecto de tesis.

A través de la presente declaración cedo el derecho de propiedad intelectual de este trabajo a la “Universidad Estatal Península de Santa Elena”.

-----  
**Yagual Limón Iván Leonardo**

**CI: 092646459-5**

## CERTIFICACIÓN DEL GRAMATÓLOGO

### CERTIFICO:

Que he revisado la redacción y ortografía del trabajo de graduación con el tema: **“OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA”**, elaborado por el egresado **Iván Leonardo Yagual Limón**, para optar por el grado de **Ingeniero en Petróleo**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que he realizado las correcciones correspondientes en el trabajo de titulación en mención.

Por lo expuesto, autorizo al peticionario, hacer uso de este certificado, como considere conveniente a sus intereses.

-----  
Lcdo. Gabriel Borbor.

C.C.0918249582

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de Investigación lo dedico con mucho cariño a mis padres Hipólito Yagual y Mariana de Jesús Limón (QEPD). A mi querida esposa Yessenia Arreaga, A mi hijo Aarón e hijo de crianza Alexander, A mis hermanos Jorge Yagual, Alejandro Yagual, Gina Yagual, Oscar Yagual, Jimmy Yagual. A mis queridos sobrinos Michael, Jerson, Mariana, Christopher,....etc. Y a Todos quienes me brindaron su apoyo y comprensión para la culminación de este trabajo, meta que me he propuesto en una etapa importante de mi vida estudiantil.

## **AGRADECIMIENTO**

El autor expresa su más sincero agradecimiento:

A Dios, por haberme dado fuerzas y motivación para vencer cada obstáculo que se ha presentado en la finalización de esta etapa de mi vida.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), por haberme facilitado la información necesaria para la elaboración de este trabajo.

Especialmente al Ing. Carlos Malavé quien de manera desinteresada y generosa me guio para presentar de la mejor forma este trabajo de titulación.

De igual forma al Ing. Walter Icaza quien con su apoyo y conocimientos me dio la idea de formular este trabajo.

Al Alma Máter, Autoridades y profesores de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haber sido constantes en la formación de sus estudiantes.

Finalmente, especial agradecimiento a todas aquellas personas que puedan apreciar la modesta importancia de este esfuerzo.

Sr. Iván Yagual L.

Santa Elena, La Libertad, Febrero del 2014

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

---

Ing. Ramón Muñoz Suárez. Msc  
**DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

---

Ing. Alamir Álvarez Loor. Msc  
**DIRECTOR DE LA CARRERA  
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

---

Ing. Carlos Malavé  
**DIRECTOR DE TESIS**

---

Ing. Raúl Mogner  
**PROFESOR DE ÁREA**

---

Ab. Milton Zambrano Coronado. Msc.  
**SECRETARIO-PROCURADOR GENERAL**



## ÍNDICE GENERAL DEL CONTENIDO

PORTADA

PORTADILLA

|  |       |
|--|-------|
| CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TESIS..... | III   |
| DECLARACIÓN EXPRESA.....               | IV    |
| CERTIFICACIÓN DEL GRAMATÓLOGO.....     | V     |
| DEDICATORIA.....                       | VI    |
| AGRADECIMIENTO.....                    | VII   |
| TRIBUNAL DE GRADO.....                 | VIII  |
| ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDO.....       | IX    |
| LISTA DEL APÉNDICE.....                | XV    |
| ABREVIATURAS.....                      | XVII  |
| RESUMEN.....                           | XVIII |

## CAPÍTULO I

### DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

|   |    |
|---|----|
| 1.1 Introducción.....   | 1  |
| 1.2 Ubicación geográfica del Campo.....                         | 2  |
| 1.3 Geología del Campo.....                                     | 3  |
| 1.4 Estratigrafía.....  | 4  |
| 1.4.1 Niveles Productores de la Formación Socorro.....          | 8  |
| 1.5 Actualidad del Campo.....                                   | 9  |
| 1.5.1 Operación actual de los pozos.....                        | 10 |
| 1.6 Ubicación Geográfica de los pozos en el Campo.....          | 11 |
| 1.7 Coordenadas Geográficas de los pozos en el Campo Pacoa..... | 12 |
| 1.8 Profundidad de los Niveles Productores.....                 | 13 |

|   |    |
|---|----|
| <b>1.9 Producción</b> .....   | 14 |
| 1.9.1 Métodos de Producción existentes en al Campo Pacoa.....         | 15 |
| 1.9.1.1 Producción en función del método de extracción.....           | 15 |
| <b>1.10 Mecanismos de Producción</b> .....                            | 16 |
| 1.10.1 Sistema de Levantamiento Artificial.....                       | 16 |
| 1.10.1.1 Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.....            | 16 |
| 1.10.1.1.1 Descripción del Equipo del Sistema de Bombeo Mecánico..... | 16 |
| 1.10.1.1.1.1 Equipo de Subsuelo.....                                  | 17 |
| 1.10.1.1.1.2 Equipo de Superficie.....                                | 19 |
| 1.10.1.2 Levantamiento Artificial por Pistoneo o Swab.....            | 19 |
| 1.10.1.3 Extracción por Flujo natural.....                            | 20 |
| <b>1.11 Facilidades de Superficie</b> .....                           | 21 |
| 1.11.1 Diagnóstico actual de las Facilidades de Superficie.....       | 21 |
| <b>1.12 Clasificación del Crudo</b> .....                             | 25 |
| <b>1.13 Pronóstico de la producción</b> .....                         | 26 |

## **CAPÍTULO II**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **Parámetros Petrofísicos y Propiedades de los fluidos**

#### **Propiedades físicas de los fluidos. Factores volumétricos**

|  |    |
|--|----|
| <b>2.1 Introducción</b> .....                      | 27 |
| 2.1.1 Gravedad Específica del Petróleo.....        | 28 |
| 2.1.2 Gravedad Específica del Gas en solución..... | 28 |
| 2.1.3 Factor volumétrico del Gas.....              | 29 |
| 2.1.4 Relación Gas disuelto-Petróleo.....          | 30 |
| 2.1.5 Viscosidad del Petróleo.....                 | 31 |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.1.6 Compresibilidad del petróleo.....  | 32        |
| 2.1.7 Presión de Burbujeo.....   | 33        |
| 2.1.8 Densidad del petróleo.....   | 33        |
| 2.1.9 Factor Volumétrico del petróleo.....                                       | 34        |
| 2.1.10 Factor Volumétrico Total o Bifásico.....                                  | 34        |
| <b>2.2 Propiedades de La Roca.....</b>   | <b>36</b> |
| 2.2.1 Introducción.....  | 36        |
| 2.2.2 Porosidad.....   | 36        |
| 2.2.3 Saturación.....  | 37        |
| 2.2.4 Permeabilidad.....   | 37        |
| 2.2.5 Temperatura de Formación.....  | 38        |
| 2.2.6 Resistividad de Formación.....   | 38        |
| 2.2.7 Resistividad de agua de Formación.....                                     | 38        |
| <b>2.3 Análisis PVT.....</b>   | <b>39</b> |
| 2.3.1 ¿Qué aporta un Análisis PVT?.....  | 39        |
| <b>2.4 Clasificación de los yacimientos de acuerdo al diagrama de Fases.....</b> | <b>40</b> |
| <b>2.5 Definición de Factor de Recobro.....</b>                                  | <b>42</b> |
| <b>2.6 Teoría de Correlaciones.....</b>  | <b>44</b> |
| 2.6.1 Correlaciones PVT.....   | 44        |
| 2.6.1.1 Correlaciones de Standing, M.B.....                                      | 45        |
| 2.6.1.2 Correlaciones de Vásquez, M.E y Beggs, H.D.....                          | 49        |
| 2.6.1.3 Correlaciones de Al-Marhoum, M.A.....                                    | 50        |
| 2.6.1.4 Correlaciones de Beggs, H.D. y Robinson, Jr.....                         | 53        |
| 2.6.1.5 Correlaciones para estimar parámetros petrofísicos.....                  | 55        |
| 2.6.1.5.1 Correlaciones para estimar permeabilidad de la Roca.....               | 55        |

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

|  |    |
|--|----|
| <b>3.1 Introducción</b> .....  | 56 |
| <b>3.2 Selección de Pozos</b> .....  | 57 |
| 3.2.1 Detalle de los pozos seleccionados.....  | 57 |
| <b>3.3 Ubicación Geográfica de los pozos seleccionados en el Área de estudio</b> ..... | 59 |
| <b>3.4 Recopilación de datos iniciales del yacimiento</b> .....                        | 60 |
| 3.4.1 $P_i$ , Presión inicial del reservorio.....                                      | 60 |
| 3.4.2 $R_{si}$ , Relación Gas disuelto-Petróleo.....                                   | 61 |
| 3.4.3 $T$ , Temperatura de Formación.....  | 62 |
| 3.4.4 $\gamma_o$ , Gravedad especifica del petróleo.....                               | 62 |
| 3.4.5 $\gamma_g$ , Gravedad especifica del gas en solución.....                        | 63 |
| 3.4.6 $\gamma_d$ , Gravedad especifica del gas disuelto.....                           | 63 |
| <b>3.5 Datos iniciales del Campo</b> .....   | 64 |
| <b>3.6 Evaluación y selección de correlaciones a emplear en el estudio PVT</b> .....   | 65 |
| <b>3.7 Correlaciones a utilizarse mediante Análisis</b> .....                          | 66 |
| 3.7.1 Estimación de la Presión de burbujeo.....  | 66 |
| 3.7.1.1 Estimación de la Presión de burbujeo reservorio B.....                         | 67 |
| 3.7.1.2 Estimación de la Presión de burbujeo reservorio C.....                         | 67 |
| 3.7.1.3 Estimación de la Presión de burbujeo reservorio D.....                         | 67 |
| 3.7.2 Estimación del $R_s$ .....   | 68 |
| 3.7.3 Estimación del $B_o$ .....   | 68 |
| 3.7.4 Estimación del $B_t$ .....   | 69 |
| 3.7.5 Estimación de la viscosidad del Petróleo.....                                    | 69 |
| 3.7.6 Estimación de la compresibilidad el Petróleo.....                                | 70 |
| 3.7.7 Estimación de la densidad del Petróleo.....                                      | 70 |

|  |           |
|--|-----------|
| 3.7.8 Estimación del Factor volumétrico del Gas.....                         | 71        |
| <b>3.8 Determinación de los parámetros Petrofísicos de la Roca.....</b>      | <b>71</b> |
| 3.8.1 Perfiles de Pozo.....  | 71        |
| 3.8.2 Parámetros Petrofísicos de la Roca.....                                | 74        |
| 3.8.2.1 Saturación del agua - Porosidad – Resistividad del agua y Total..... | 74        |
| 3.8.2.1.1 Información disponible.....  | 74        |
| 3.8.2.2 Saturación inicial de agua.....                                      | 76        |
| 3.8.2.3 Estimación de la permeabilidad.....                                  | 77        |
| <b>3.9 Cálculo petrofísico Promedio.....</b>                                 | <b>78</b> |
| 3.9.1 Porosidad Promedio.....  | 78        |
| 3.9.1.1 Promedio Aritmético.....   | 78        |
| 3.9.1.2 Estimación de la Porosidad promedio.....                             | 79        |
| 3.9.2 Permeabilidad Absoluta Promedio.....                                   | 79        |
| 3.9.2.1 Permeabilidad Absoluta ponderada por peso.....                       | 79        |
| 3.9.2.2 Estimación de la Permeabilidad promedio.....                         | 80        |
| 3.9.3 Saturación Promedio.....   | 82        |
| 3.9.3.1 Estimación de la saturación del agua promedio.....                   | 82        |

## **CAPÍTULO IV**

### **INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO Y ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO – FR**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>4.1 Parámetros Petrofísicos del Campo Pacoa.....</b>       | <b>84</b> |
| 4.1.1 Parámetros petrofísicos promedio del Campo Pacoa.....   | 84        |
| <b>4.2 Factor de Recobro.....</b>                             | <b>85</b> |
| 4.2.1 Mecanismo de empuje del área.....                       | 86        |
| 4.2.2 Correlación API para calcular el factor de recobro..... | 87        |

|  |    |
|--|----|
| <b>4.3 Diseño matemático para estimación de las propiedades de fluidos</b> ..... | 88 |
| 4.3.1 Microsoft Excel.....   | 88 |
| 4.3.2 Elaboración de un modelo matemático para estimar las Propiedades.....      | 88 |
| <b>4.4 Propiedades de Fluido del Campo Pacoa</b> .....                           | 89 |
| 4.4.1 Propiedades PVT en el Reservorio B.....                                    | 89 |
| 4.4.2 Propiedades PVT en el Reservorio C.....                                    | 90 |
| 4.4.3 Propiedades PVT en el Reservorio D.....                                    | 91 |
| <b>4.5 Estimar Factor de Recobro</b> .....                                       | 92 |

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

|   |     |
|---|-----|
| <b>5.1 Características Petrofísicas</b> .....           | 93  |
| <b>5.2 Comportamiento dinámico de los fluidos</b> ..... | 95  |
| 5.2.1 Reservorio B.....                                 | 95  |
| 5.2.2 Reservorio C.....                                 | 99  |
| 5.2.3 Reservorio D.....                                 | 103 |

## **CAPÍTULO VI**

### **EVIDENCIAS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA**

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| <b>6.1 Resultados</b> ..... | 107 |
|-----------------------------|-----|

## **CAPÍTULO VII**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

|                              |     |
|------------------------------|-----|
| <b>Conclusiones</b> .....    | 108 |
| <b>Recomendaciones</b> ..... | 109 |
| <b>Bibliografía</b> .....    | 110 |

|   |            |
|---|------------|
| <b>GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES.....</b> | <b>111</b> |
|---|------------|

## **LISTA DEL APÉNDICE**

### **APÉNDICE I**

#### **HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

|  |     |
|--|-----|
| I.1 Historial de producción nivel D..... | 115 |
| I.2 Historial de producción nivel C..... | 116 |
| I.3 Historial de producción nivel B..... | 117 |

### **APÉNDICE II**

#### **DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZOS SELECCIONADOS**

|   |     |
|---|-----|
| II.1 Diagrama de completación Pacoa-001.....  | 118 |
| II.2 Diagrama de completación Pacoa-002.....  | 119 |
| II.3 Diagrama de completación Pacoa-004.....  | 120 |
| II.4 Diagrama de completaciónPacoa-005.....   | 121 |
| II.5 Diagrama de completación Pacoa-010.....  | 122 |
| II.6 Diagrama de completación Pacoa-011.....  | 123 |
| II.7 Diagrama de completación Pacoa-022.....  | 124 |
| II.8 Diagrama de completación Pacoa-024.....  | 125 |
| II.9 Diagrama de completación Pacoa-040.....  | 126 |
| II.10 Diagrama de completación Pacoa-042..... | 127 |

### **APÉNDICE III**

#### **REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS SELECCIONADOS**

|   |     |
|---|-----|
| III.1 Registro eléctrico Pacoa-001..... | 128 |
|---|-----|

|   |     |
|---|-----|
| II.2 Registro eléctrico Pacoa-002.....  | 130 |
| III.3 Registro eléctrico Pacoa-005..... | 132 |
| III.4 Registro eléctrico Pacoa-010..... | 134 |
| III.5 Registro eléctrico Pacoa-011..... | 136 |
| III.6 Registro eléctrico Pacoa-022..... | 138 |
| III.7 Registro eléctrico Pacoa-025..... | 139 |
| III.8 Registro eléctrico Pacoa-040..... | 141 |
| III.9 Registro eléctrico Pacoa-042..... | 143 |

#### **APÉNDICE IV**

##### **FOTOGRAFIAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

|                     |     |
|---------------------|-----|
| IV.1 Pacoa-001..... | 145 |
| IV.2 Pacoa-002..... | 146 |
| IV.3 Pacoa-004..... | 147 |
| IV.4 Pacoa-010..... | 148 |
| IV.5 Pacoa-011..... | 149 |
| IV.6 Pacoa-022..... | 150 |
| IV.7 Pacoa-024..... | 151 |
| IV.8 Pacoa-040..... | 152 |
| IV.9 Pacoa-042..... | 153 |



## ABREVIATURAS

- PVT: Pressure volumen temperature.
- $\rho_o$ : Densidad del petróleo (lb/PC).
- RGP: Relación gas - petróleo (PCN/BN).
- $R_{si}$ : Razón de solubilidad inicial (PCN/BN).
- $R_s$ : Razón de solubilidad (PCN/BN).
- $B_{oi}$ : Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN).
- T: Temperatura en °F.
- $B_g$ : Factor volumétrico del gas (PCY/PCN).
- ° API: Gravedad API.
- $S_o$ : Saturación de petróleo (Fracción).
- $S_w$ : Saturación de agua (Fracción).
- $S_{wi}$ : Saturación de agua inicial (Fracción)
- $\emptyset$ : Porosidad (Fracción).
- $M_o$ : Viscosidad del petróleo (cps).
- $B_o$ : Factor volumétrico del petróleo (PCN/BN).
- GR: Gamma Ray
- $\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo.
- $\gamma_g$ : Gravedad específica del gas.
- FR: Factor de Recobro (%).
- $P_a$ : Presión de abandono (Lpc).
- $P_y$ : Presión de yacimiento (Lpc).
- $P_b$ : Presión de burbujeo (Lpc).
- $C_o$ : Compresibilidad del petróleo (Lpc<sup>-1</sup>)
- K: Permeabilidad (md).
- SP: Potencial Espontaneo

## RESUMEN

El presente trabajo está destinado a la obtención de los parámetros petrofísicos y propiedades físicas de los fluidos que gobiernan el comportamiento de cualquier yacimiento, en sí, estos datos son obtenidos a través de pruebas de laboratorio; muchas veces sin embargo no se dispone de información experimental, debido a que no se puede obtener mezclas representativas o por que el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar estas pruebas, para estos casos, las propiedades Físicas de los fluidos deben de ser determinadas de otra manera; por medio de analogías, mediante el uso de correlaciones numéricas o el uso de correlaciones gráficas.

Es así que para el efecto utilizaremos datos de: pruebas de pozos, registros eléctricos realizados a los mismos, mapas, cartas de producción del campo PACOA y correlaciones numéricas/gráficas ya existentes. En si una gama de información que la empleamos de la mejor manera.

Podremos conocer cada uno de estos parámetros y propiedades desde su definición, comportamiento, relaciones y la forma en que afectan la explotación.

Basándonos en la importancia que poseen estos factores para predicciones futuras del yacimiento, la empleamos para estimar de la manera más factible y exacta un factor muy importante en lo que a hidrocarburos se refiere: el denominado “Factor de Recobro”.

Mediante el uso de los datos mencionados el procedimiento de cálculo se explica paso a paso por medio de ecuaciones, tablas y diagramas, en los cuales se muestra la procedencia de los datos y la secuencia de operaciones para procesarlos.

Finalizando con la estimación del Factor de Recobro, una vez conocidos los valores de las propiedades físicas de los fluidos y sus parámetros petrofísicos.

En la determinación del Factor de Recobro dependemos fuertemente de las características físicas del yacimiento y principalmente de su mecanismo de empuje.

# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

### 1.1 INTRODUCCIÓN

El Campo Pacoa se encuentra situado en la parte Sur meridional del Bloque 1 en el suroeste ecuatoriano, aproximadamente a 120 Km de la ciudad de Guayaquil por vía terrestre, concesión que comprende 400.000 hectáreas correspondiendo un estimado de 75% costa afuera.

Fue descubierto en 1985, con la perforación del pozo Pacoa 01. Inició su producción en septiembre de 1991. Hasta la presente fecha se han perforado un total de 46 pozos, de los cuales 45 están en producción y 1 pozo resultó seco.

En el Bloque 1, la explotación petrolera, tuvo sus inicios el 22 de abril de 1992 con la declaración de la comercialidad del Campo Pacoa, a cargo de la compañía en ese entonces “TIPETROL Exploration And Production Co.

El 26 de Noviembre de 1998, PETROECUADOR, TRIPETROL Exploration and Production y CANADA GRANDE LIMITED suscribieron un contrato de transferencia de Derechos y Obligaciones Hidrocarburíferas, mediante el cual CANADA GRANDE adquiere el 50% de la participación que tenía TRIPETROL en el contrato del Bloque 1; y el 18 de Diciembre del mismo año asumió la operación del Bloque. La AGD incauto el restante 50% de la participación que tenía TRIPETROL.

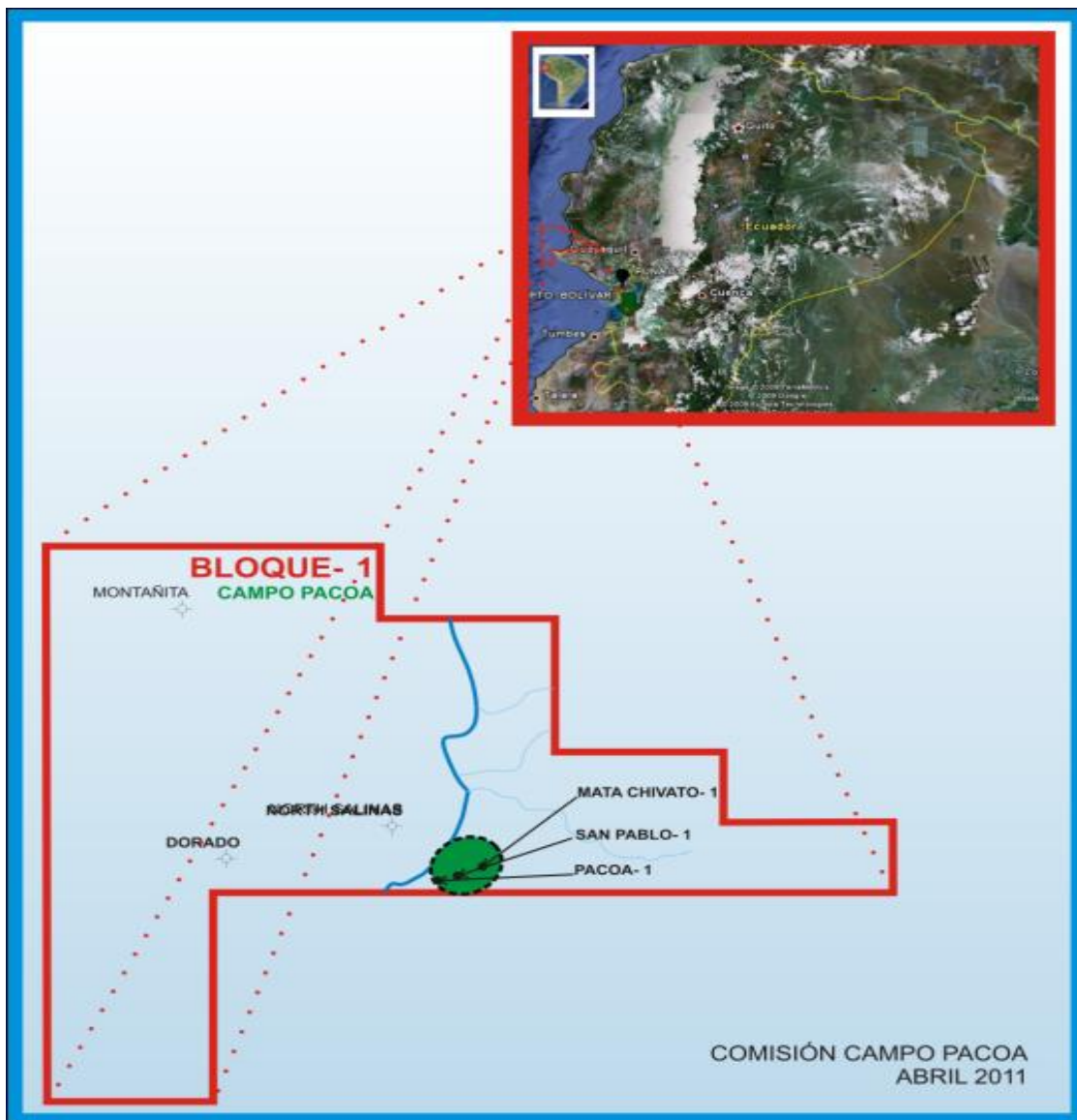
El 25 de noviembre del 2010, mediante resolución 288, se declara la terminación de contrato de participación para la exploración de Hidrocarburos y explotación de Petróleo Crudo con la empresa petrolera CANADA GRANDE, a partir de la fecha se inicia el proceso de reversión del Bloque 1 a EP PETROECUADOR.

Finalmente el 25 de marzo del 2011 EP PETROECUADOR asumió la operación del Bloque1.

## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El Campo Pacoa se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena, en el Cantón Santa Elena, entre las comunas de: San Pablo, Cerro Alto, Santa Rosa y Morrillo. El Bloque 1 tiene una Extensión de 4000 km<sup>2</sup>, de los cuales 3000 km<sup>2</sup> esta costa fuera y 1000 km<sup>2</sup> en tierra.

Para obtener una idea más clara se expone la **figura 1.1** a continuación.



**Fig. 1.1.- Ubicación del Campo Pacoa.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

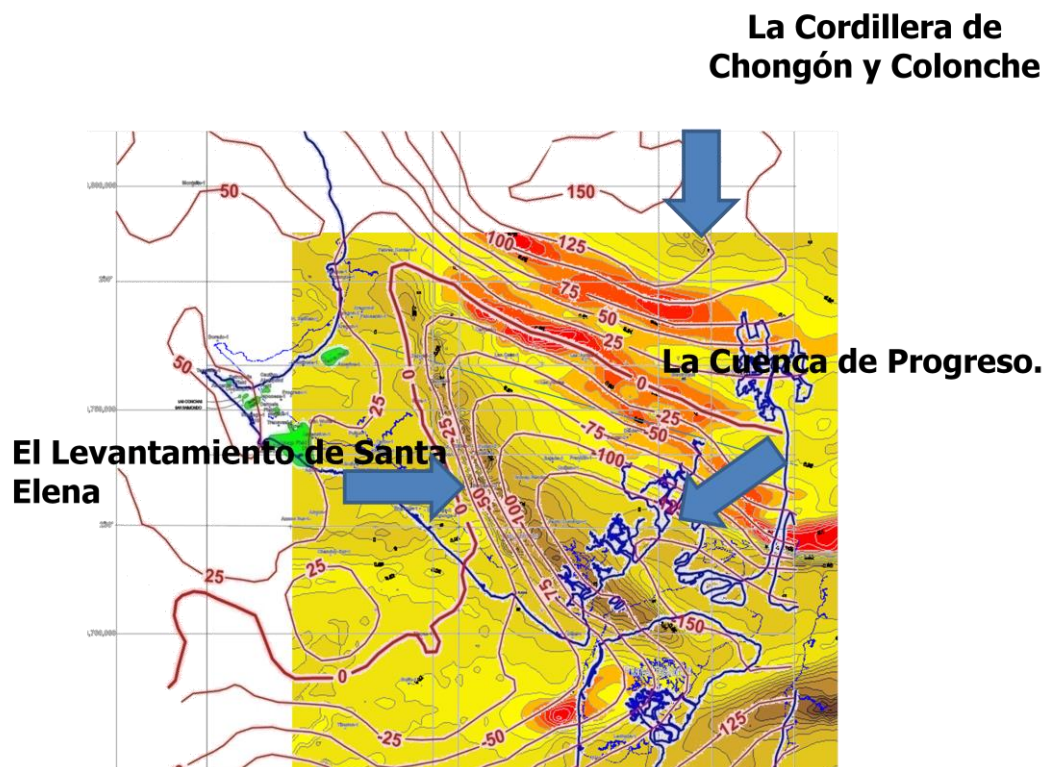
### 1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

En el área de estudio (Bloque 1) y colindantes a ella se identifican 3 unidades estructurales:

- ❖ El levantamiento de Santa Elena
- ❖ La cordillera Chongón Colonche
- ❖ La Cuenca Progreso

Una parte importante del Bloque 1 se ubica en el sector norte del levantamiento de Santa Elena comprendiendo la parte norte de la Cuenca Progreso.

Los rasgos estructurales más relevantes se presentan en la **Fig. 1.2** y estos son: al norte las fallas de Colonche Y carrizal, al Este el alto de Aguadita como expresión del sistema de falla la Cruz que lo delimita con la cuenca Progreso.



**Fig. 1.2.- Mapa Geológico.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

Al Oeste del levantamiento de Aguadita se localiza el campo Pacoa, hacia el sur los límites son poco conocidos probablemente tectónicos pues se encuentran en superficie afloramientos de la Formación Cayo.

Costa afuera el pozo North Salinas se presenta a 1600' en el nivel "C" de la Formación Socorro indicando continuidad estratigráfica.

#### **1.4 ESTRATIGRAFÍA**

La **fig. 1.3** detalla la secuencia estratigráfica del campo Pacoa, resultado de la caracterización de los registros eléctricos corridos en los pozos.

En ella se detalla que la estratigrafía del campo ha sido dividida en tres unidades principales:

- ❖ Eoceno medio
- ❖ Paleoceno
- ❖ Cretáceo

Como podemos apreciar la cuenca Pacoa comprende la siguiente columna estratigráfica:

- ❖ El basamento oceánico Piñón.
- ❖ Cobertura volcánico-clástico de la edad cretácica superior-paleocena: formación Cayo, formación Santa Elena/Rosario.
- ❖ Depósitos turbidíticos del Grupo Ancón: CBP, Socorro Seca y Punta Ancón.



### COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO PACOA

| ERA       | PERIODO   | EPOCA     | GRUPO       | FORMACIÓN          | MIEMBRO  | LITOLOGÍA   |   | DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA   | PALEOAMBIENTE DE DEPÓSITO   |        |
|-----------|-----------|-----------|-------------|--------------------|----------|---|---|--|---|--------|
|           |           |           |             |                    |          |   | TEXTURA   |  |   |        |
| CENOZOICO | PALEÓGENO | EOCENO    | ANCON       | PUNTA ANCON        |          |   |   | ARENISCAS TOBACAS DE GRANO GRUESO, GRISESCO CON ALTERNANCIA DE LUTITAS GRISAS Y ARENISCAS LAMINADAS FINAS.   | MARINO  |        |
|           |           |           |             | SECA               |          |   |   | ARCILLO LITAS GRIS AGRIS VERDOSAS FIRMES Y BLOCOSA, HACIA EL TOPE SON MAS ABUNDANTES LAS LIMO LITAS, HACIA LA BASE SE PRESENTAN TOBAS Y NIVELES ARENOSOS ASOCIADOS A TOBAS AFANÍTICAS. | MARINO PROFUNDO   |        |
|           |           |           |             | VALCORRO           |          |   |   | SECUENCIA INTERESTRATIFICADA DE ARENISCAS TOBACAS TURBIDITICAS Y ARCILLO LITAS, PRESENTAN LOS HORizontes "D" Y "C" CON ARENISCALITICAS Y FELDSPÁTICAS.                                 | MARINO PROFUNDO   |        |
|           |           |           |             | CLYFFLE BEDS (CPB) |          |   |   | SECUENCIA INTERESTRATIFICADA DE LUTITAS GRIS VERDOSAS Y LIMO LITAS TOBACAS GRIS.   | MARINO PROFUNDO   |        |
|           | PALEOCENO | SUPERIOR  | EL ROSARIO  |                    |          |   | SERIE DE NIVELES CONGLOMERÁTICOS, AGLOMERADOS VOLCÁNICOS, TOBAS ARCILLOSAS Y ARENISCAS TOBACAS DE COLOR GRIS VERDOSO.   | PIEDEMONTE   |   |        |
|           |           |           | SANTA ELENA | SUPERIOR           |          |   | SECUENCIA NOTABLE DE LITOLOGIA FINA COMO LUTITAS SILICIAS DURAS O REVERDOSA, TOBAS SILICIAS GRIS VERDOSAS, A VECES ARENISCAS TURBIDITICAS CON CEMENTO CALCÁREO. | MARINO PROFUNDO  |   |        |
|           | MESOZOICO | CRETÁCICO | CAYO        | CAYO               | INFERIOR |   |   | ARCILLO LITAS PELÁGICAS, HERTS NEGRO Y TOBAS.  | MARINO PROFUNDO   |        |
|           |           |           |             |                    |          |   |   |  | ARCILLO LITAS SILICIAS NIVELES DE ARENISCAS CON CONGLOMERADOS, NIVELES TOBACOS. | ABISAL |
|           |           |           |             |                    |          |   |   |  |   |        |
|           |           |           |             |                    |          |   |   |  |   |        |
|           |           | PRION     |             |                    |          | ROCAS PIROCLÁSTICAS, LAVAS PORFIRITICAS, BRECHAS Y AGLOMERADOS VOLCÁNICOS, TAMBIEN ARCILLOSAS Y LIMO LITAS TOBACAS EN MENOR PROPORCION. | FONDO OCÉANICO  |  |   |        |

**Fig. 1.3.- Columna Estratigráfica.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

### **Formación Piñón**

No aflora en el campo, por lo tanto no fue alcanzada en ninguna perforación. A esta formación se la ha encontrado aflorando en las cordilleras Chongón Colonche y Costera, también en la cuenca Esmeralda.

### **Formación Cayo**

La Formación Cayo consiste de numerosas secuencias gruesas de turbiditas volcanoclásticas de alta densidad depositadas en un abanico submarino profundo. No aflora, pero fue encontrada en los pozos Aragón 2 y Aragón 3, como rocas basálticas a una profundidad de 1390.5 m (4561 ft) y 480 m (1573 ft) respectivamente.

### **Formación Santa Elena**

Los valores muy bajos de los registros de rayos gamma y los muy altos de los registros de velocidad sónica, son consecuencia de alto grado de compactación y cementación que impiden generalmente la presencia de hidrocarburos.

### **Formación el Rosario**

Por información sísmica así como pozos exploratorios distantes se determina que la formación Rosario presenta una amplia distribución areal.

En el informe de Canadá Grande se concluye que la Formación el Rosario es una “brecha” dicha información basada en los siguientes puntos:

El proceso de brechamiento, causado por meteorización que ha producido la llamada “Formación el Rosario” ha afectado por lo menos a 2 niveles estratigráficos ya que esta, es litológicamente similar con el miembro superior Santa Elena del Paleoceno, en el pozo La Mata Chivato y es muy similar con el miembro Inferior Santa Elena en el Pozo Palo Santo.



Por lo tanto los 2 niveles de la Formación el Rosario constituyen atractivos intervalos para la exploración de petróleo.

### **Grupo Ancón**

El desarrollo de esta unidad estratigráfica es bastante conspicuo en el sector noroccidental del levantamiento de Santa Elena y en el que propiamente se emplaza el Campo Pacoa donde se han diferenciado tres formaciones, las cuales son:

- FM. CLAY PEBBLE BEDS
- FM. SOCORRO
- FM. SECA

### **Formación Socorro**

La Formación Socorro es el principal reservorio de petróleo, con un espesor promedio de 451 m (1480 ft). En esta formación se distinguen 4 niveles productores empezando desde arriba: nivel D, C, B Y E.

Ocurre en la zona Ancón y Pacoa, en la península de Santa Elena. Está integrada por dos miembros: el miembro ClayPebbleBeds, que es el más antiguo, y el miembro Socorro.

### **Miembro CLAY PEBBLE BEDS**

Se encuentra entre la Formación Rosario y el miembro Socorro, como una secuencia interestratificada de lutitas gris verde y limolitas gris tobácea.

Se trata de brechas sedimentarias, del piso superior del Eoceno Medio, están conformadas por fragmentos de gjarros de arcillas, cuarzo, cuarcitas, conglomerados, chert, rocas ígneas, calizas, olistolitos de areniscas turbidíticas, derivados de las formaciones preexistentes, aglutinados en una matriz de arcilla verde grisácea.

## **Miembro Socorro**

Es la unidad superior de la Formación Socorro, emplazada en contacto fallado, con el infrayacente Miembro Clay Pebble Beds (CPB). Se caracteriza por la presencia común de deformaciones sin genéticas, debido a deslizamientos y fallas.

Estratigráficamente es un Flysch compuesto de capas delgadas de areniscas finas con consecuencias turbidítica A, B y C. alternadas con lutitas de color gris verde. Su espesor se estima en 700 m. Se encuentra entre el miembro CPB y la Formación Seca.

### **1.4.1 NIVELES PRODUCTORES DE LA FORMACIÓN SOCORRO**

#### **NIVEL D**

El nivel D presenta una distribución continua. La salinidad del agua de formación es de 46200 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación ( $R_w$ ) de 0.15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden de 20%, espesor neto petrolífero en el orden de 40 pies.

#### **NIVEL C**

Esta arenisca está considerada como el principal evento elástico de la secuencia arenosa Socorro y su reservorio más importante.

Presentan valores de resistividad de 10 a 20 ohm-m y lecturas de rayos gamma de 24 a 32 unidades; el registro sísmico presenta valores promedios de 30 y 50 unidades. La porosidad no es primaria.

Presentan porosidades alrededor de 33.5%, con un espesor neto petrolífero de 22.5 ft.

#### **NIVEL B**

El nivel B presenta valores de porosidad promedio del 25.40% y espesores netos de 25 ft.

## **NIVEL E**

La naturaleza de estos depósitos son clastos líticos y feldespáticos con poca porosidad saturadas por hidrocarburos. Se ha determinado la presencia de dos niveles denominados “E” superior y “E” inferior. Cabe señalar que de este nivel no se posee mucha información.

### **Formación Seca**

Constituye la roca sello de los niveles arenosos de la formación socorro. Aflora en la cuenca de Ancón. Se reconocen dos miembros de esta unidad: lutitas secas, que es el más antiguo, y punta Ancón, que es el superior.

El espesor es de 503 m (1650ft). En el campo Pacoa esta formación está ausente en la mayoría de los pozos, ya sea por efectos erosivos o tectónicos.

## **1.5 ACTUALIDAD DEL CAMPO**

La producción actual promedio de petróleo en el campo Pacoa es de 60 BPPD con un BSW del 55%, proviene de los yacimientos B, C, D y E. la calidad del crudo promedio es de 36.4 °API.

El POES (Petróleo Original in Situ) oficial del campo es de 45.41 MMBLS.; con un factor de recobro (calculado anteriormente) por niveles de:

| <b>NIVELES</b> | <b>FR (%)</b> |
|----------------|---------------|
| D              | 8.25          |
| C              | 11.45         |
| B              | 13.51         |
| E              | 10            |

**Tabla 1.1.- Factor de Recobro por nivel productor en el campo Pacoa.  
Elaborado por: Autor  
Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa, Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

### 1.5.1 OPERACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS

En la tabla 1.2 se refleja la cantidad de pozos que existen en el campo y también su estado actual.

| ESTADO DE POZOS           | ZONA      |         |     |
|---------------------------|-----------|---------|-----|
|                           | NORTE     | CENTRAL | SUR |
| Productores               | 20        | 7       | 17  |
| Reinyector                | 0         | 1       | 0   |
| Seco                      | 1         | 0       | 0   |
| Total por zona            | 21        | 8       | 17  |
| Total de pozos perforados | <b>46</b> |         |     |

Tabla 1.2.- Numero de pozos perforados con su estado de operación actual.

Elaborado por: Autor

Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.

En la Tabla 1.3 se detalla cómo se está operando en el campo Pacoa en lo que se refiere a los pozos petroleros actualmente.

| MÉTODO          | ZONA      |         |     |
|-----------------|-----------|---------|-----|
|                 | NORTE     | CENTRAL | SUR |
| Bombeo Mecánico | 11        | 5       | 13  |
| Swab o Pistoneo | 8         | 2       | 4   |
| Flujo Natural   | 1         | 0       | 0   |
| Total por zona  | 20        | 7       | 17  |
| Total de pozos  | <b>44</b> |         |     |

Tabla 1.3.- Mecanismos de producción en el campo Pacoa.

Elaborado por: Autor

Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.

## 1.6 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS EN EL CAMPO

En la Fig. 1.4 se detalla la ubicación geográfica de los pozos existentes dentro del campo Pacoa:

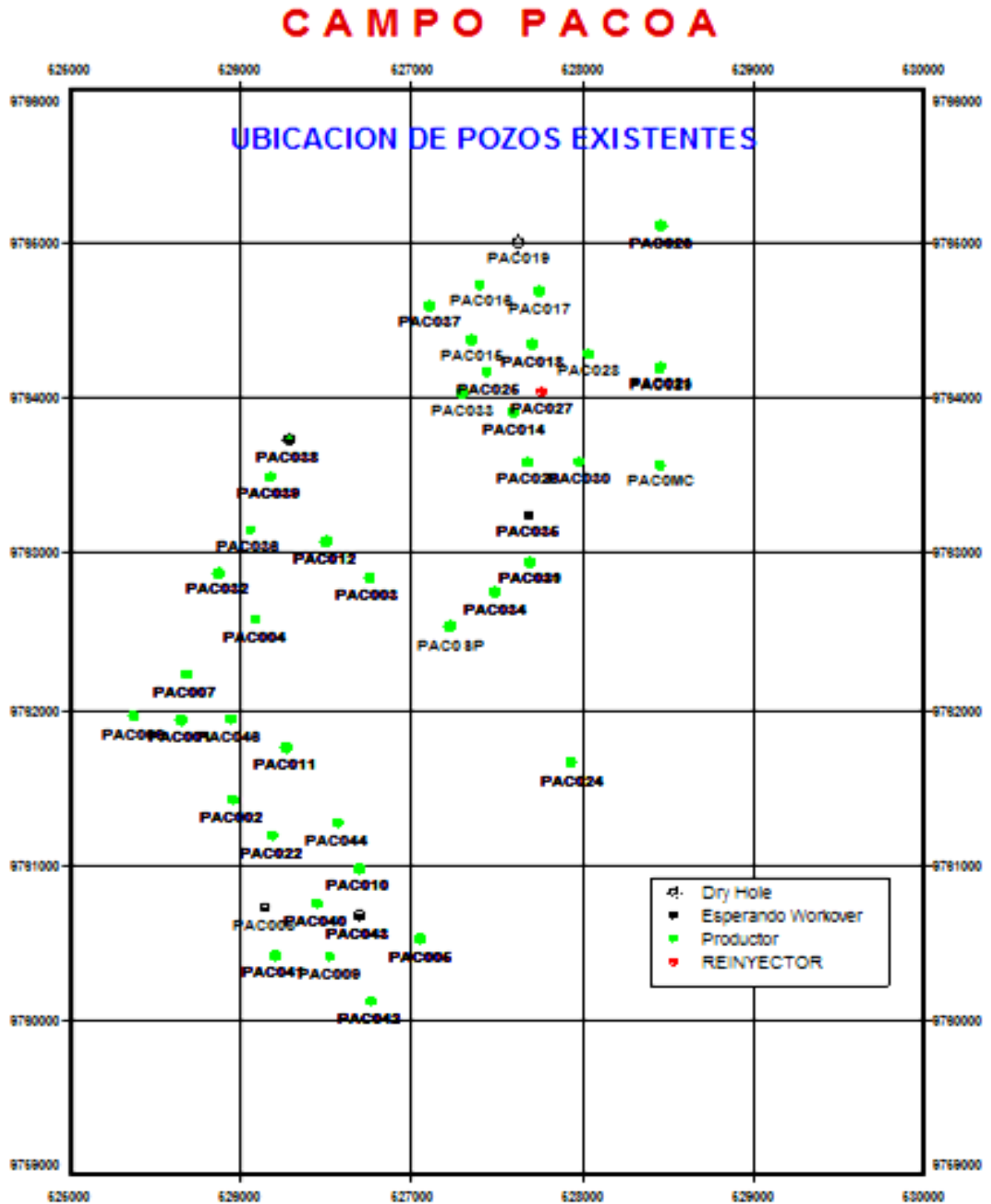


Fig. 1.4.- Ubicación de pozos existentes en el campo Pacoa.  
Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

**1.7 COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS POZOS EN EL CAMPO PACOA**

**CAMPO PACOA, BLOQUE 1  
UBICACIÓN GEOGRAFICA  
SUPERFICIE-OBJETIVO**

**UBICACIÓN: SAN PABLO, PROVINCIA DE SANTA ELENA**

| Pozos    | Coordenadas UTM |           | Coordenadas Geográficas |         |          |         |         |          |
|----------|-----------------|-----------|-------------------------|---------|----------|---------|---------|----------|
|          |                 |           | Longitud                |         |          | Latitud |         |          |
|          | Longitud        | Latitud   | Grados                  | Minutos | Segundos | Grados  | Minutos | Segundos |
| Pacoa 1  | 525661 E        | 9761930 N | 80                      | 46      | 9,26     | 2       | 9       | 13,83    |
| Pacoa 2  | 525961 E        | 9761414 N | 80                      | 45      | 59,55    | 2       | 9       | 30,64    |
| Pacoa 3  | 526760 E        | 9762841 N | 80                      | 45      | 33,69    | 2       | 8       | 44,16    |
| Pacoa 4  | 526091 E        | 9762576 N | 80                      | 45      | 55,34    | 2       | 8       | 52,79    |
| Pacoa 5  | 527055 E        | 9760515 N | 80                      | 45      | 24,12    | 2       | 9       | 59,91    |
| Pacoa 6  | 525380 E        | 9761951 N | 80                      | 46      | 18,36    | 2       | 9       | 13,15    |
| Pacoa 7  | 525690 E        | 9762220 N | 80                      | 46      | 8,32     | 2       | 9       | 4,39     |
| Pacoa 8  | 526147 E        | 9760718 N | 80                      | 45      | 53,52    | 2       | 9       | 53,31    |
| Pacoa 9  | 526530 E        | 9760401 N | 80                      | 45      | 41,12    | 2       | 9       | 53,3     |
| Pacoa 10 | 526698 E        | 9760973 N | 80                      | 45      | 35,68    | 2       | 9       | 45       |
| Pacoa 11 | 526272 E        | 97 61751N | 80                      | 45      | 49,48    | 2       | 9       | 19,66    |
| Pacoa 12 | 526510 E        | 9763073 N | 80                      | 45      | 41,78    | 2       | 8       | 36,6     |
| Pacoa 14 | 527599 E        | 9763904 N | 80                      | 45      | 6,53     | 2       | 8       | 9,53     |
| Pacoa 15 | 527357 E        | 9764373 N | 80                      | 45      | 14,37    | 2       | 7       | 54,26    |
| Pacoa 16 | 527405 E        | 9764730 N | 80                      | 45      | 12,82    | 2       | 7       | 42,63    |
| Pacoa 17 | 527749 E        | 9764686 N | 80                      | 45      | 1,68     | 2       | 7       | 44,06    |
| Pacoa 18 | 527715 E        | 9764344 N | 80                      | 45      | 2,78     | 2       | 7       | 55,2     |
| Pacoa 19 | 527633 E        | 9765005 N | 80                      | 45      | 5,44     | 2       | 7       | 33,67    |
| Pacoa 20 | 527697 E        | 9762941 N | 80                      | 45      | 3,35     | 2       | 8       | 40,9     |
| Pacoa 21 | 528461 E        | 9764200 N | 80                      | 44      | 38,63    | 2       | 7       | 59,89    |
| Pacoa 22 | 526191 E        | 9761180 N | 80                      | 45      | 52,1     | 2       | 9       | 38,26    |
| Pacoa 23 | 528469 E        | 9765110 N | 80                      | 44      | 38,38    | 2       | 7       | 30,25    |
| Pacoa 24 | 527938 E        | 9761649 N | 80                      | 44      | 55,54    | 2       | 9       | 22,97    |
| Pacoa 25 | 527446 E        | 9764163 N | 80                      | 45      | 11,48    | 2       | 8       | 1,1      |
| Pacoa 26 | 527686 E        | 9763588 N | 80                      | 45      | 3,71     | 2       | 8       | 19,82    |
| Pacoa 27 | 527763 E        | 9764038 N | 80                      | 45      | 1,22     | 2       | 8       | 5,17     |
| Pacoa 28 | 528045 E        | 9764284 N | 80                      | 44      | 52,09    | 2       | 7       | 57,15    |
| Pacoa 29 | 528460 E        | 9764189 N | 80                      | 44      | 38,66    | 2       | 8       | 0,25     |
| Pacoa 30 | 527986 E        | 9763585 N | 80                      | 44      | 54       | 2       | 8       | 19,92    |
| Pacoa 31 | 527697 E        | 9762941 N | 80                      | 45      | 3,35     | 2       | 8       | 40,9     |
| Pacoa 32 | 525880 E        | 9762870 N | 80                      | 46      | 2,17     | 2       | 8       | 43,22    |
| Pacoa 33 | 527300 E        | 9764030 N | 80                      | 45      | 16,21    | 2       | 8       | 5,43     |
| Pacoa 34 | 527497 E        | 9762749 N | 80                      | 45      | 9,83     | 2       | 8       | 47,15    |

|                     |          |           |    |    |       |   |    |       |
|---------------------|----------|-----------|----|----|-------|---|----|-------|
| <b>Pacoa 35</b>     | 527690 E | 9763245 N | 80 | 45 | 3,58  | 2 | 8  | 31    |
| <b>Pacoa 36</b>     | 526063 E | 9763148 N | 80 | 45 | 53,25 | 2 | 8  | 34,16 |
| <b>Pacoa 37</b>     | 527114 E | 9764593 N | 80 | 45 | 22,23 | 2 | 7  | 47,09 |
| <b>Pacoa 38</b>     | 526291 E | 9763727 N | 80 | 45 | 48,87 | 2 | 8  | 15,3  |
| <b>Pacoa 39</b>     | 526178 E | 9763493 N | 80 | 45 | 52,53 | 2 | 8  | 22,93 |
| <b>Pacoa 40</b>     | 526453 E | 9760743 N | 80 | 45 | 43,61 | 2 | 9  | 52,49 |
| <b>Pacoa 41</b>     | 526211 E | 9760412 N | 80 | 45 | 51,45 | 2 | 10 | 3,27  |
| <b>Pacoa 42</b>     | 526766 E | 9760117 N | 80 | 45 | 33,48 | 2 | 10 | 12,88 |
| <b>Pacoa 43</b>     | 526696 E | 9760667 N | 80 | 45 | 35,75 | 2 | 9  | 54,96 |
| <b>Pacoa 44</b>     | 526574 E | 9761262 N | 80 | 45 | 39,7  | 2 | 9  | 35,59 |
| <b>Pacoa 46</b>     | 525950 E | 9761934 N | 80 | 45 | 59,9  | 2 | 9  | 13,7  |
| <b>San Pablo</b>    | 527236 E | 9762524 N | 80 | 45 | 18,27 | 2 | 8  | 54,48 |
| <b>Mata Chivato</b> | 528459 E | 9763570 N | 80 | 44 | 38,69 | 2 | 8  | 20,41 |

**Tabla 1.4.- Coordenadas geográficas de ubicación de los pozos en el campo Pacoa.  
Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.**

## 1.8 PROFUNDIDAD DE LOS NIVELES PRODUCTORES

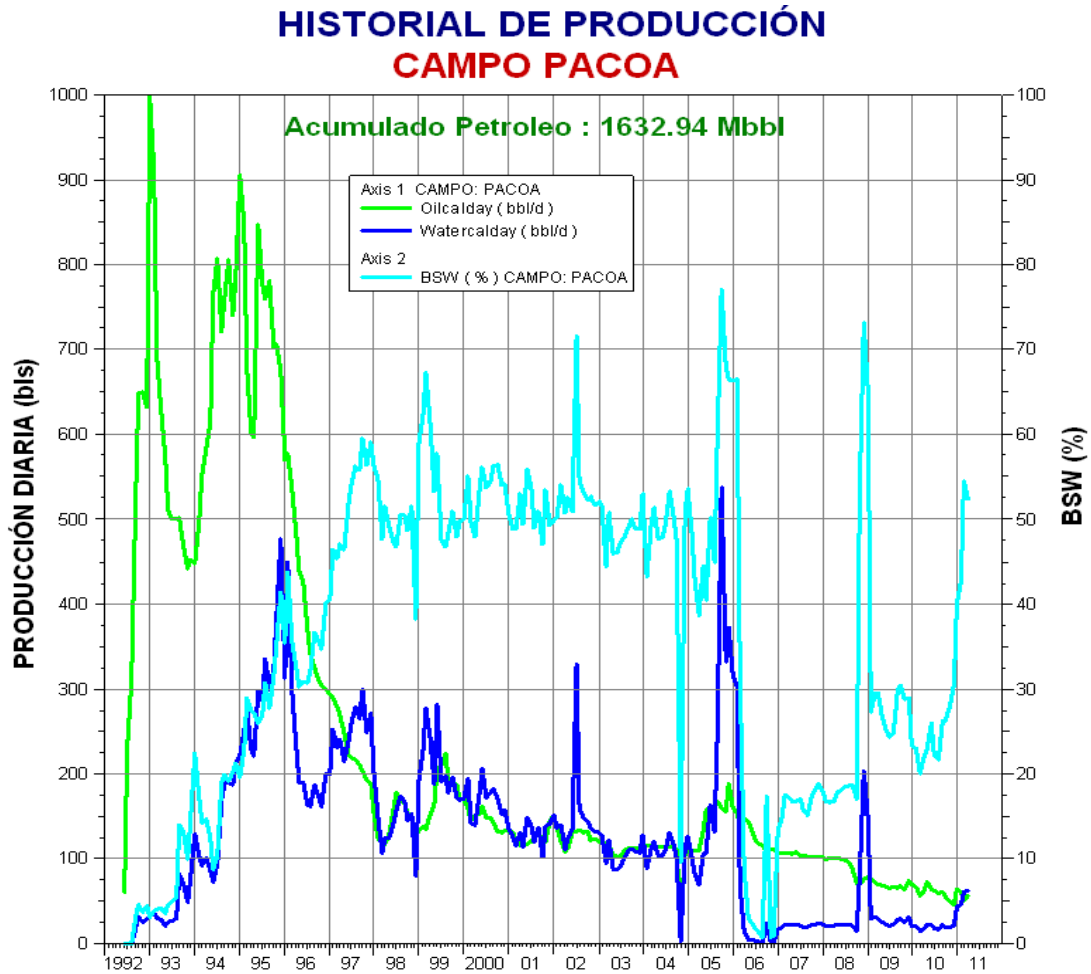
Los niveles de producción en el campo Pacoa se encuentran en los siguientes rangos promedio.

| NIVELES PRODUCTORES |         |          |          |
|---------------------|---------|----------|----------|
| FORMACIÓN           | NIVELES | TOPE(ft) | BASE(ft) |
| SOCORRO             | D       | 1291     | 1330     |
|                     | C       | 1577     | 1610     |
| CLAY PEBBLE BEDS    | B       | 2300     |          |

**Tabla 1.5.- Rango promedio de profundidad de los niveles productores.  
Elaborado por: Autor  
Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.**

## 1.9 PRODUCCIÓN

El Campo Pacoa inicia su producción en el año 1992, alcanzando una producción máxima de 190 BPPD. La profundidad promedio de los pozos es de 3000 pies, con una declinación de producción actual del campo aproximadamente del 30%.



**Fig. 1.5.- Curva de producción del Campo Pacoa.  
Fuente: E.P PETROECUADOR**

Los historiales de producción por reservorio los podemos encontrar en el **Apéndice I** de este trabajo.



## 1.9.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO PACOA

Actualmente en el Campo Pacoa se está extrayendo por dos métodos:

1.- Método de levantamiento artificial que emplea a su vez:

- Bombeo Mecánico
- Pistoneo o Swab

2.- Método por Flujo Natural que solo requiere de la energía del yacimiento.

### 1.9.1.1 PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DEL MÉTODO DE EXTRACCIÓN

Se ha determinado que 39 BPPD son extraídos por Bombeo Mecánico, 19.8 BPPD por Pistoneo y 1.2 BPPD por Flujo Natural, teniendo una producción total Promedio de Petróleo de aproximadamente 60 BPPD.

En la **figura 1.6** se detallan estos valores en porcentaje como podemos ver el 65% corresponde a los pozos que producen por Bombeo Mecánico, el 33% por Pistoneo y el 2% por Flujo Natural.

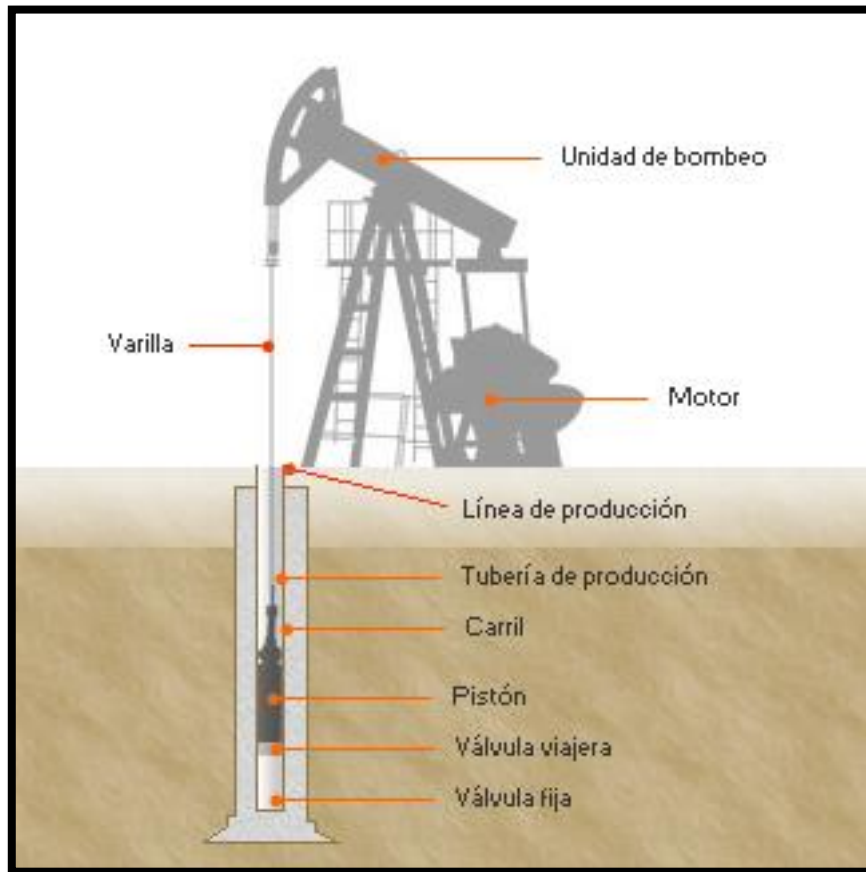


**Fig. 1.6.- Sistemas de extracción de crudo del Campo Pacoa.  
Elaborado por: Autor**

## 1.10 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

### 1.10.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

#### 1.10.1.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO



**Fig.1.7.- Sistema levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.**

**Fuente: Tesis de grado**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es el más antiguo, y más utilizado en el mundo, debido principalmente a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión. La **figura 1.7** muestra el balancín de bombeo mecánico.

##### 1.10.1.1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

A continuación se describe algunos fundamentos teóricos sobre componentes del equipo de bombeo mecánico.

El equipo de bombeo mecánico mediante varillas se puede clasificar en:

- Equipo de subsuelo
- Equipo de superficie

#### **1.10.1.1.1 EQUIPO DE SUBSUELO**

El equipo de subsuelo está restringido en su estructura por el diámetro de la tubería de revestimiento. Sus componentes son:

- Tubería de producción
- Varillas
- Bomba de subsuelo
- Ancla de tubería
- Ancla de gas

#### **TUBERÍA DE PRODUCCIÓN**

Es la tubería que se introduce en el pozo a través de la cual el petróleo es transportado desde el subsuelo hasta la superficie. Al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas de succión que está accionando la bomba en el subsuelo

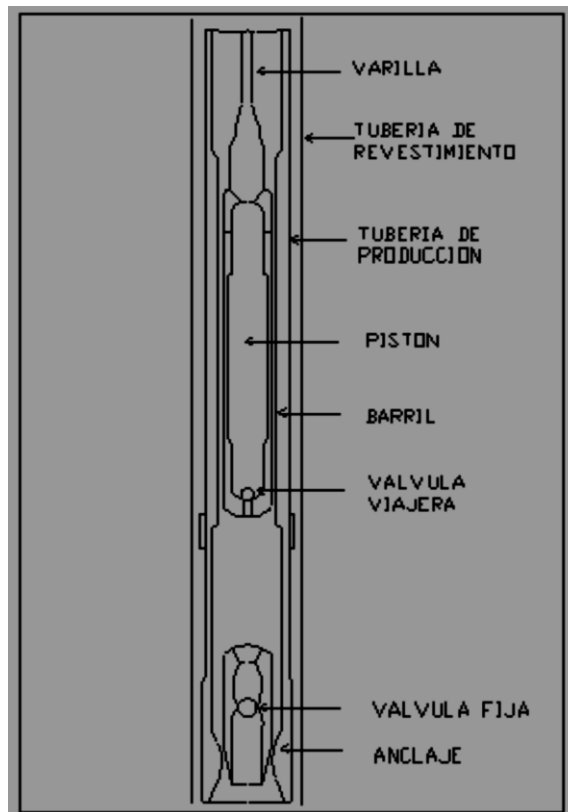
#### **VARILLAS**

Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo, mediante ésta se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

#### **BOMBA DE SUBSUELO**

La bomba es un equipo de desplazamiento positivo desde el fondo hasta la superficie, que funciona mediante presiones diferenciales del sistema sobre sus componentes, la función de la bomba de subsuelo es levantar el fluido desde el nivel del pozo hasta la

superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. La **figura 1.8** muestra las partes de una bomba de subsuelo



**Fig.1.8.- Partes de la Bomba de subsuelo.**

**Fuente: Tesis de grado Ing. Javier Zhunio Gonzales. Espol-Año 2001**

### **ANCLA DE TUBERÍA**

Equipo que se utiliza para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere a la tubería de revestimiento, manteniendo a la tubería de producción en una posición constante y reduce la fricción varilla / tubería.

### **ANCLA DE GAS**

La ancla de gas se utiliza en pozos de bombeo para mejorar la separación gas líquido y haciendo mínimo el pasaje de gas a través de la bomba y facilitando la producción; para así obtener una máxima eficiencia volumétrica de ésta.

#### **1.10.1.1.1.2 EQUIPO DE SUPERFICIE**

El equipo de superficie lo conforman las siguientes partes:

- Unidad de bombeo
- Motor de la unidad
- Cabezal del pozo

#### **UNIDAD DE BOMBEO**

Es una maquina integrada cuyo objetivo es proporcionar un cambio angular a rectilíneo vertical a una velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo. En la figura 1 se muestra la figura de la unidad.

#### **MOTOR DE LA UNIDAD**

El motor es considerado como una maquina motriz que suministra la fuerza requerida para la operación de la unidad. Los motores son utilizados para suministrar la energía mecánica a las unidades de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Dentro de los motores de combustión interna tenemos: Motores de alta velocidad y motores de baja velocidad, los mismos que se aplican de acuerdo a los requerimientos para el bombeo con la unidad.

#### **CABEZAL DE POZO**

Está constituido por una serie de dispositivos y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería. Conjuntamente con la prensa estopa, esto permite el paso del varillón pulido en el ciclo de bombeo.

#### **1.10.1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR PISTONEO O SWAB**

Es un método que consiste en la extracción de fluidos del interior del pozo, desde una profundidad hacia la superficie a través del pistoneo del pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado. El drenaje de estos pozos es muy lento al tiempo. La **figura 1.9** muestra la unidad de servicio para la extracción de crudo por el método de Swab o pistoneo.



**Fig.1.9.- Sistema levantamiento Artificial por Swab o Pistoneo.**

**Fuente: Tesis de grado Ing. Javier Zhunio Gonzales. Espol-Año 2001**

### **1.10.1.3 EXTRACCIÓN POR FLUJO NATURAL**

Este mecanismo se presenta cuando la presión en el yacimiento es tal que el petróleo fluye hacia la superficie sin la ayuda de algún mecanismo artificial, mezclado con gas y agua. Se ha determinado que este empuje se puede derivar de la presencia de:

- Casquetes de gas libre
- Volumen de gas libre en el petróleo
- Volumen de agua dinámica subyacente
- Empuje por gravedad



**Fig.1.10.- mecanismo de extracción por flujo natural**

**Fuente: blog petrolero.**

## 1.11 FACILIDADES DE SUPERFICIE

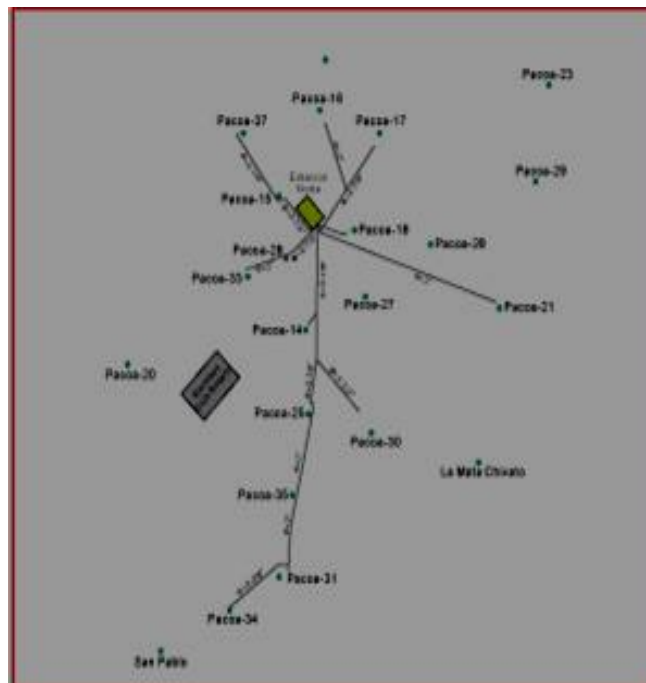
### 1.11.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

El Campo Pacoa dispone de tres estaciones de producción:

1. Estación Norte.
2. Estación Central.
3. Estación Sur.

#### ESTACIÓN NORTE

La Estación Norte, es una estación de producción donde recibe la producción proveniente de 13 pozos: PAC-014, PAC-15, PAC-16, PAC-17, PAC-18, PAC-21, PAC-25, PAC-26, PAC-30, PAC-31, PAC-33, PAC-34, y PAC-37, los que se encuentran conectados a la estación con tubería de 2", 2 7/8" y 3 1/2", en una longitud total aproximada de: 4,278.8 m. (Volumen 97.9 bls).



**FIG. 1.11.- Líneas de Flujo - Estación Norte.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011- E.P. Petroecuador.**

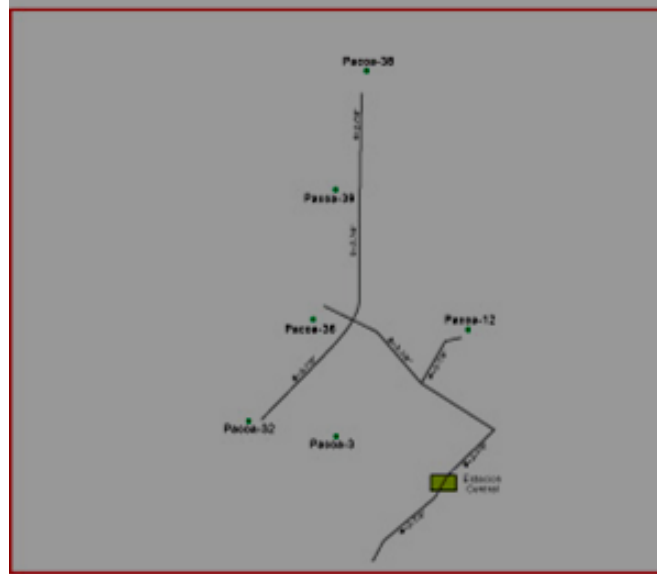
La Estación Norte tiene la capacidad de 2,418.08 BFPD, y consta de la siguiente infraestructura:

- 4 Tanques de 500 Bls cada uno: (1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia y 1 tanque de carga)→ Total 2,000 bls
- 1 Cisterna de recepción de producción diaria de 418.08Bls
- 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanques
- Cerramiento de mallas
- Cubeto de seguridad
- Garita de seguridad
- 1 Piscina para Drenaje con capacidad de 13,000 bls
- Alumbrado (No utilizando)
- Línea de carga
- Manifold
- 1 Extintor de 150 Lbs.

### **ESTACIÓN CENTRAL**

La Estación Central, es una estación de producción donde se recibe la producción de los 6 pozos: PAC-004, PAC-012, PAC-032, PAC-036, PAC-038 y PAC-039, los cuales se encuentran conectados en la estación con tubería de 2 7/8" en una longitud total aproximada de: 2,183.1 m. (Volumen 57.51 bls).





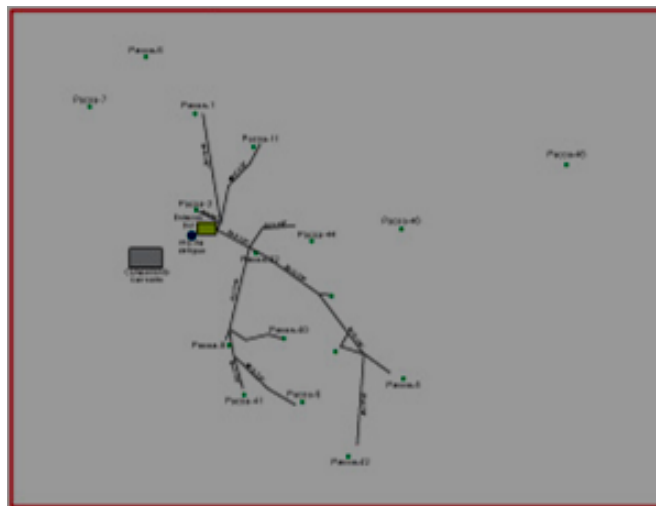
**Fig. 1.12.- Líneas de Flujo - Estación Central.**  
**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

Esta estación tiene una capacidad de 3,188.32Bls, y presenta la siguiente infraestructura:

- 4 Tanques de 500 Bls cada uno: (1 tanque de lavado, 2 tanques de surgencia y 1 tanque de carga) y 1 tanque de 500 bls ubicado afuera de cubeto para emergencia durante de época de lluvias → Total 2,500 bls
- 3 Cisternas de recepción de producción diaria de 688.32Bls.
- 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanques
- Cerramiento de mallas
- Cubeto de seguridad
- Línea de carga
- Garita de seguridad
- Alumbrado público
- 1 Piscina de drenaje
- Laboratorio de control de calidad
- 2 Extintores de 150 Lbs.

## ESTACIÓN SUR

La Estación Sur, es una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 13 pozos: PAC-001, PAC-002, PAC-005, PAC-008, PAC-009, PAC-010, PAC-011, PAC-022, PAC-040, PAC-041, PAC-042, PAC-043 y PAC-044, los cuales se encuentran conectados a la estación con tubería de 2 7/8" en una longitud total aproximada de: 5,091.3 m. (Volumen 134.12 bls).



**Fig. 1.13.- Líneas de Flujo - Estación Sur.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 -E.P. Petroecuador.**

Esta estación tiene una capacidad de 3,441.6Bl, y presenta la siguiente infraestructura:

- 6 Tanques de 500 Bls cada uno (1 Tanque de lavado, 2 Tanques de surgencia, 1 Tanques de descarga, y 1 Tanques auto-transportables y 1 tanque de 500 bls ubicado afuera de cubeto para emergencia durante de época de lluvias) → Total 3,000 bls
- 2 Cisternas de recepción de Producción diaria de 441.6Bl
- 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanque
- Cubeto de seguridad
- Cerramiento de mallas
- Manifold
- 1 Piscina de drenaje
- Garita de seguridad

- Alumbrado público (No utilizando)
- Línea de Carga
- 2 Extintores de 150 Lbs.

## 1.12 CLASIFICACIÓN DEL CRUDO

El petróleo es un compuesto químico que en términos generales se lo puede clasificar por su composición química y por sus grados API.

Por su composición química se puede clasificar según el tipo de hidrocarburo que predomina en él como son:

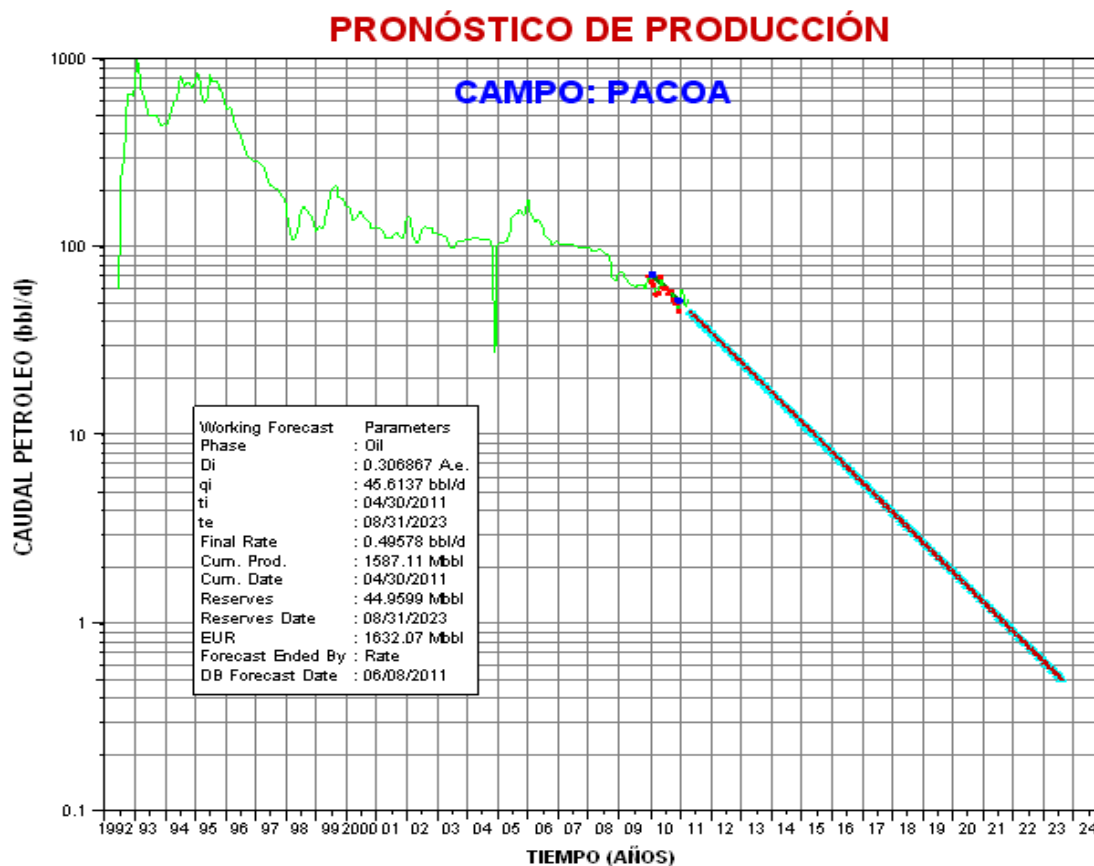
1. Petróleo de base parafínica.
2. Petróleo de base asfáltica.
3. Petróleo de base mixta.

La **Tabla 1.6** muestra la clasificación del crudo en términos de su densidad o grados API.

| Aceite crudo       | Densidad (grados API) |
|--------------------|-----------------------|
| <b>Extrapesado</b> | <b>&lt; 10.0</b>      |
| <b>Pesado</b>      | <b>10.1 – 22.3</b>    |
| <b>Mediano</b>     | <b>22.4 – 31.1</b>    |
| <b>Ligero</b>      | <b>31.2 – 39</b>      |
| <b>Súperligero</b> | <b>&gt; 39</b>        |

**Tabla 1.6.- Clasificación del crudo según la gravedad API**  
**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Magdalena Paris de Ferrer**  
**Elaborado por: Autor**

## 1.13 PRONÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN



**Fig.1.14.- Pronóstico de Producción vs. Tiempo**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 -E.P. Petroecuador.**

La **fig. 1.14** muestra el comportamiento de producción mediante la curva de declinación de producción del Campo Pacoa, que viene dado por la variación de la tasa de producción en función del tiempo lo que representa la declinación exponencial que existe en el yacimiento.

Se puede ver que para el año 2023 alcanzaremos el límite económico.

De la Pagina [1] a [26] - Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 -E.P. Petroecuador.

# CAPÍTULO II

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS

### PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

#### PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS. FACTORES VOLUMÉTRICOS

##### 2.1 INTRODUCCIÓN

Un fluido en un yacimiento petrolífero puede presentarse como líquido, como gas o como sólido, lo cual dependerá de su presión, temperatura y composición, para los ingenieros de petróleo, los fluidos de interés son el petróleo crudo y el gas natural.

Los cuales son el resultado de mezclas complejas, que en su mayoría corresponden a hidrocarburos parafínicos o alcanos de la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ .

Generalmente los hidrocarburos con más de 10 átomos de carbono son considerados como un solo grupo conjuntamente con el decano. Los gases naturales contienen principalmente metano y progresivamente pequeñas cantidades de etano, propano y butano, mientras que el hidrocarburo crudo contiene hidrocarburos más pesados y moléculas con otros elementos además del carbono y el hidrógeno. La composición de los hidrocarburos ayuda a determinar si los materiales serán gaseosos o líquidos en el yacimiento y en la superficie, y cuan fácilmente pueden ser recuperados.

En cuanto al agua, prácticamente siempre está presente con el petróleo y el gas, y su composición y propiedades afectan también la producción de hidrocarburos, aun cuando su producción de hidrocarburos es menos complejo.

Cuando se trata de evaluar a un yacimiento en términos de rendimiento de hidrocarburos esperado, es necesario determinar las propiedades físicas del petróleo crudo, como del gas natural y del agua en condiciones estáticas y dinámicas tanto en el yacimiento como en la superficie.

### 2.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

La gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$ , se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma temperatura (60 °F) y presión atmosférica. Así se tiene:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Ec. (2.1)

Donde;

$\gamma_o$ , es la gravedad específica del petróleo.

$\rho_o$ , la densidad del petróleo crudo en lb/pie.<sup>3</sup>

$\rho_w$ , la densidad del agua en lb/pie.<sup>3</sup>

Para el caso del petróleo es de uso común la gravedad API (American Petroleum Institute) del crudo en condiciones de superficie definida mediante la siguiente relación:

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

Ec. (2.2)

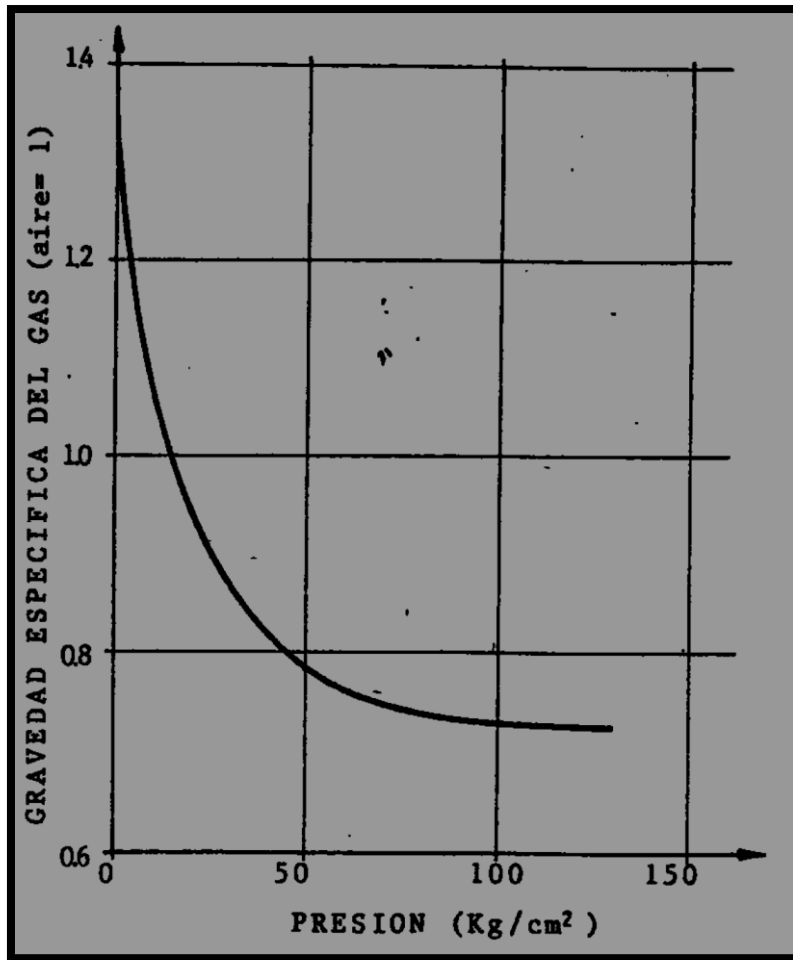
Donde;

$^{\circ}\text{API}$ , es la gravedad API del petróleo,  $^{\circ}\text{API}$ .

$\gamma_o$ , la gravedad específica del petróleo a 60°/60°.

### 2.1.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS EN SOLUCIÓN

La gravedad específica del gas en solución,  $\gamma_g$ , se define por el promedio pesado de las gravedades específicas del gas separado en cada separador. Este promedio pesado se basa en la razón gas-petróleo en el separador.

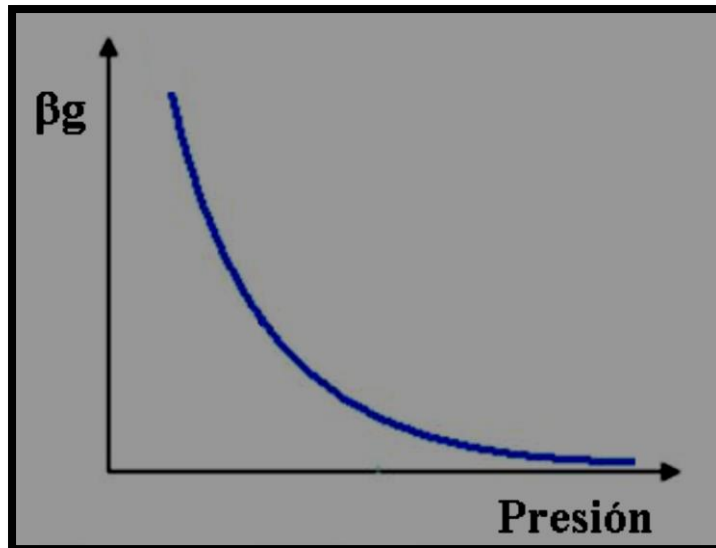


**Fig. 2.1.- Variación de la gravedad específica del gas.**  
**Fuente: Tesis de grado Ing. Javier Zhunio Gonzales. Espol-Año 2001**

### **2.1.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS**

El factor volumétrico del gas se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cubico) de gas a condiciones normales.

En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14.7 lpca y 60° F)



**Fig. 2.2.- Comportamiento del  $B_g$  vs., presión a temperatura constante.**  
**Fuente: Publicación del ingeniero Carlos Banzer S. en Maracaibo en el año 1996,**  
**título CORRELACIONES NUMERICAS P.V.T.**

#### 2.1.4 RELACIÓN GAS DISUELTO-PETRÓLEO

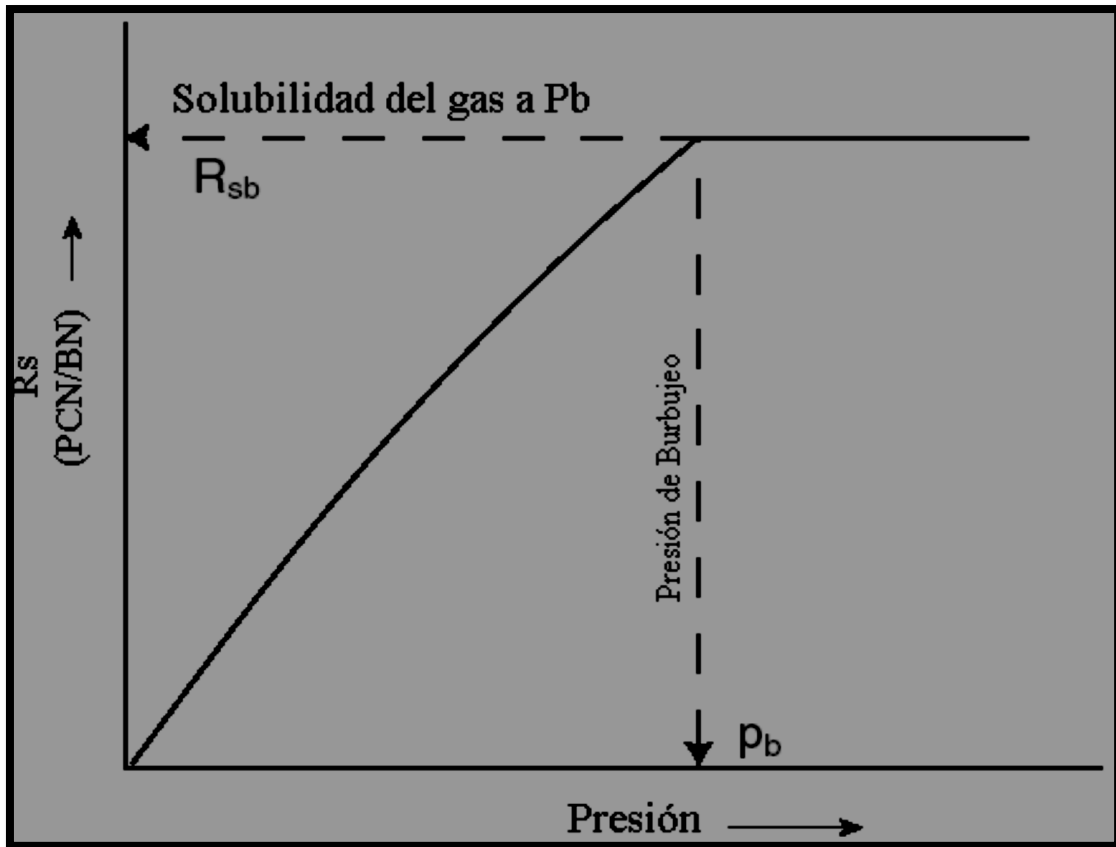
La relación de gas disuelto(o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo,  $R_s$ , se define como el número de pies cúbicos normales de gas que a determinada presión y temperatura están disueltos en un barril de crudo en condiciones normales, la solubilidad del gas natural en un petróleo crudo depende de su presión y temperatura, °API y gravedad.

Para un gas y petróleo crudo en particular que estén a una temperatura constante, la solubilidad aumenta con la presión hasta que se alcanza la presión de saturación, pues a esta presión (presión de burbujeo) todos los gases disponibles están disueltos en el petróleo y, como consecuencia, la solubilidad del gas alcanza su valor máximo.

El gas en solución,  $R_s$ , se calcula en función de la presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas,  $\gamma_g$ .

**La figura 2.3** muestra una curva típica de solubilidad del gas en función de presión para un petróleo crudo no saturado.





**Fig. 2.3.- comportamiento típico de  $R_s$  vs., presión a temperatura constante.**  
**Fuente: Publicación del ingeniero Carlos Banzer S. en Maracaibo en el año 1996,**  
**titulado CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

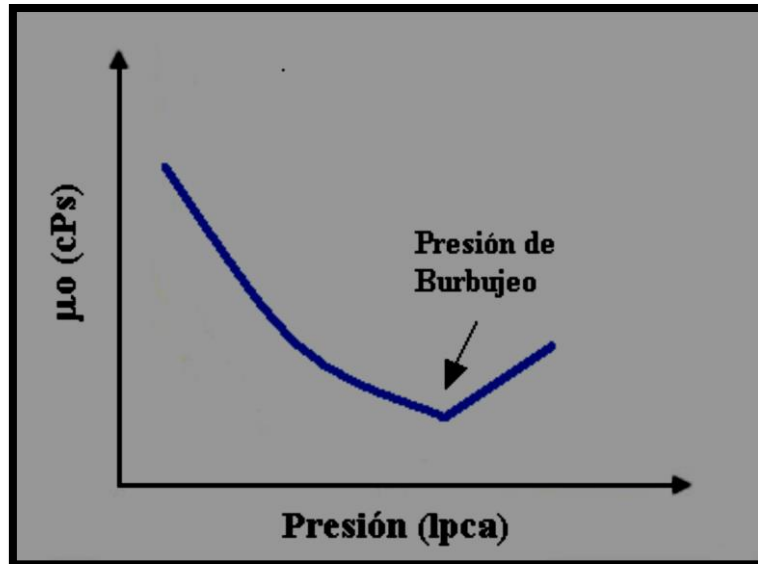
### 2.1.5 VISCOCIDAD DEL PETRÓLEO

Se la expresa como  $\mu_o$  y se la define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, ( $\text{gr}/\text{cm}^*\text{seg}$ ).

Esta propiedad depende fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo y solubilidad del gas.

En la **figura 2.4** se puede ver que por debajo de la presión de burbujeo la viscosidad disminuye con aumento en presión debido al efecto que entra en solución, pero por arriba del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y solo actúa la compresibilidad.

Por lo tanto, a mayor cantidad de gas en solución en el petróleo, mayor será la reducción de la viscosidad, alcanzándose la viscosidad mínima en el punto de burbuja.



**Fig. 2.4. Viscosidad del petróleo en función de presión.**  
**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Magdalena Paris de Ferrer).**

### 2.1.6 COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO

La compresibilidad de una sustancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante.

Se denota como  $C_o$ , cuando la presión es mayor que la presión del punto de burbuja, el petróleo en el yacimiento tiene todo el gas en solución. Cuando se aplica presión en exceso a este sistema, el líquido sufre una disminución no lineal en su volumen que depende de la temperatura y composición del petróleo. Esa pequeña variación es la que se conoce como factor de compresibilidad del petróleo.

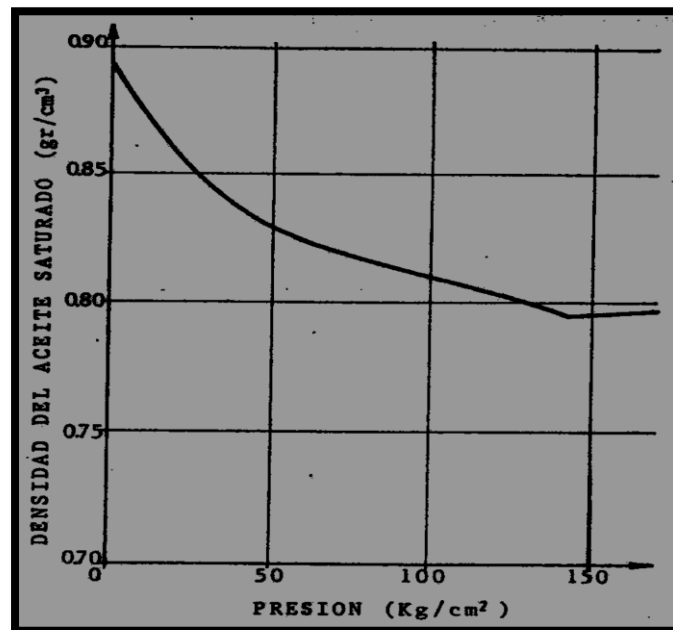
### 2.1.7 PRESIÓN DE BURBUJEO

Se denota  $P_b$ , se la define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). Para el cálculo de esta propiedad existen un sinnúmero de correlaciones las cuales esencialmente están basadas en función de la solubilidad  $R_s$ , gravedad del gas  $\gamma_g$ , gravedad del petróleo  $API$  y la temperatura  $T$ .

### 2.1.8 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

A la densidad del petróleo crudo se la define como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada presión y temperatura. Usualmente se expresa en  $lb/ft^3$ .

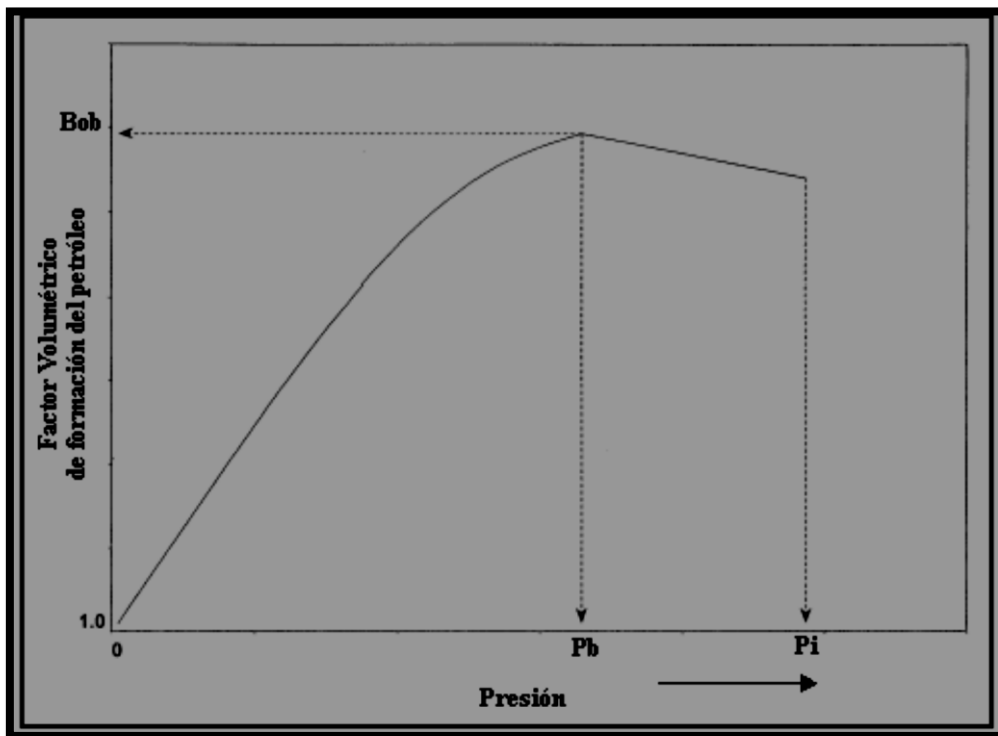


**Fig. 2.5.- Comportamiento de la densidad del petróleo vs., presión.**  
Fuente: Tesis de grado Ing. Javier Zhunio Gonzales. Espol-Año 2001

### 2.1.9 FACTOR VOLUMETRICO DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico del petróleo,  $B_o$ , se define como el volumen de petróleo (mas su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie.

Por ejemplo,  $B_o=1.5$  B/BF significa que para tener un barril de petróleo en superficie (Barril Fiscal, BF) se requiere 1.5 barriles de petróleo en el yacimiento. Lógicamente, el valor de  $B_o$  será mayor a uno debido al gas que entra en solución.



**Fig. 2.6.- Comportamiento típico de  $B_o$  vs., presión a temperatura constante.**  
**Fuente: Publicación del ingeniero Carlos Banzer S. en Maracaibo en el año1996,**  
**titulado CORRELACIONES NUMERICAS P.V.T.**

### 2.1.10 FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL O BIFASICO

El factor volumétrico total o bifásico,  $B_t$ , definido como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución. En otras palabras, incluye el volumen líquido,  $B_o$ , más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo inicial,  $R_{si}$ , y la razón gas

petróleo a la presión especificada,  $R_s$ . Si el factor volumétrico del gas es  $B_g$  en barriles por pie cubico estándar de gas en solución, el factor volumétrico total será:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$$

Ec. (2.3)

Donde;

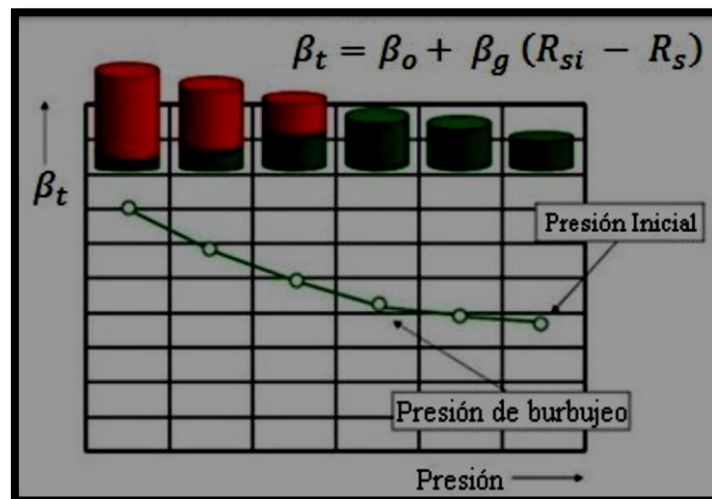
$B_t$ , es el factor volumétrico total del gas.

$B_o$ , es el factor volumétrico del petróleo.

$B_g$ , es el factor volumétrico del gas.

$R_{si}$ , razón gas-petróleo inicial.

$R_s$ , razón gas-petróleo a la presión especificada



**Fig.2.7.- Comportamiento típico de  $B_o$  y  $B_t$  vs., presión a temperatura constante.  
Fuente: Publicación del ingeniero Carlos Banzer S. en Maracaibo en el año 1996,  
titulado CORRELACIONES NUMERICAS P.V.T.**

## **2.2 PROPIEDADES DE LA ROCA**

### **2.2.1 INTRODUCCIÓN**

Las propiedades de las rocas son importantes en el estudio de las formaciones ya que al conocer sus propiedades se pueden realizar algunos cálculos y con ellos conocer aspectos de interés tales como por ejemplo la facilidad con la que el hidrocarburo se desplazará del yacimiento, cuanto de este podrá ser extraído, así como también lo que se quedará adherido a la roca etc....

Entre las propiedades que se puede inferir utilizando registros y que son necesarias tenemos:

- Porosidad
- Saturación
- Permeabilidad
- Temperatura de formación
- Resistividades

### **2.2.2 POROSIDAD**

Es el volumen poroso por unidad de volumen de formación. La porosidad de las formaciones varía dependiendo del tipo de roca, por ejemplo para las carbonáticas su porosidad es cero, para las areniscas varía de 10% a 15% cuando están bien compactadas y cuando no lo están su porosidad puede ser mayor a 30% finalmente las lutitas pueden tener una porosidad mayor a 40%.

Entre los factores más importantes de los que depende la porosidad se encuentra el empaqué geométrico que es la forma como los granos esféricos, todos del mismo tamaño que forman la roca, se agrupan y dependiendo de esta forma la porosidad varía de la siguiente manera.

- Cúbico 47.6%
- Rómbico 39.5%
- Hexagonal 25.9%

La porosidad se reduce cuando el tamaño de los empaques geométricos no es uniforme.

### **2.2.3 SATURACIÓN**

Una fracción de la porosidad de las rocas puede estar ocupada por agua lo que se conoce como “saturación de agua” la otra por petróleo o gas lo que se denomina “saturación de hidrocarburo”. El supuesto es que en principio la parte porosa estuvo llena de agua y que el hidrocarburo con el paso del tiempo migro hasta los poros desplazando al agua aunque no en su totalidad. En efecto existe una cierta cantidad de agua que no es desplazada por el hidrocarburo, en presencia de formaciones de granos muy gruesos el valor de la saturación se mantiene cerca de un 5% y en formaciones de granos muy finos llega hasta un 40%. El agua irreducible no fluiría cuando el pozo este en proceso de producción.

La resistividad de una roca no depende solo de la saturación de agua, sino también de la forma como está distribuida en la superficie porosa “la distribución de las dos fases (agua e hidrocarburos) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en la que fue establecida (drenaje e imbibición) y del tipo de porosidad.

### **2.2.4 PERMEABILIDAD**

Es la medida de la facilidad con la que los fluidos pueden moverse a través de la formación. A mayor porosidad mayor es la permeabilidad aunque esto no siempre es cierto ya que algunas rocas como las arcillas tienen una alta porosidad pero sus granos son tan finos que el camino para moverse es estrecho y tortuoso. Por otro lado, existen formaciones de caliza fracturadas donde su porosidad es baja pero su permeabilidad es bastante alta.

El volumen total del espacio poroso interconectado se llama “porosidad efectiva” en las areniscas y lutitas, la porosidad es igual a la porosidad absoluta. Si los poros de las rocas no estuvieran interconectados no existiría permeabilidad alguna.

Entre la permeabilidad y la porosidad existe una relación, es decir una roca que esté compuesta por granos de tamaños uniformes y compactos tendrá una porosidad menor y una permeabilidad menor. Por lo dicho antes, la permeabilidad de las areniscas puede ser expresada en términos de la saturación de agua ya que esta es una medida del

tamaño del grano y de la porosidad, y esta última propiedad refleja el grado de compactación de la formación.

### **2.2.5 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN**

Dado que la temperatura es importante para los cálculos de resistividad del agua y la importancia de esta propiedad cuando se hacen interpretaciones de registros. Hace que conocer la temperatura en cualquier profundidad se haga casi imprescindible. En un pozo de petróleo, la temperatura de fondo se obtiene colocando un termómetro de máxima lectura en la herramienta de registro, y los datos que conciernen a la temperatura son procesados cuando el dispositivo es sacado del pozo. Una vez obtenidos los datos estos son graficados en función de la profundidad de manera de ilustrar con mayor facilidad la temperatura del pozo a cualquier profundidad.

### **2.2.6 RESISTIVIDAD DE FORMACIÓN**

La resistividad de la formación constituye una propiedad importante para reconocer la presencia de hidrocarburos, ya que así como la mayoría de los minerales que constituyen las rocas estos tampoco son resistivos, es decir, los hidrocarburos y los minerales de las rocas no son conductores eléctricos. Las rocas sedimentarias solamente conducen electricidad cuando sus poros se encuentran llenos de agua de formación, dado que esta contiene un alto índice de salinidad.

### **2.2.7 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN**

La zona porosa de los yacimientos puede contener petróleo, gas y agua. Ya sea individualmente. Una combinación de ellas o las tres, sin embargo en todos los yacimientos está presente cierta cantidad de agua de formación. Por esto es importante conocer su resistividad dado que se necesita para realizar los cálculos de saturaciones (agua o hidrocarburo), a partir de los registros básicos de resistividad. La temperatura es otro factor que afecta la resistividad del agua ya que a mayor temperatura, mayor es la movilidad de los iones y por lo tanto mayor capacidad conductora del agua conductora.



## **2.3 ANÁLISIS PVT**

Un análisis PVT, consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo. A este respecto existen normas muy detalladas y compañías especializadas para tomarlas de acuerdo al tipo de fluido que se debe de muestrear.

Un análisis PVT es costoso y muchas veces se trata de yacimientos viejos que no poseen esta información o muy nuevos que todavía no han sido evaluados.

### **2.3.1 ¿QUE APORTA UN ANÁLISIS PVT?**

Para realizar estudios de yacimiento y para planificar adecuadamente el desarrollo de los mismos, el ingeniero de petróleo necesita conocer cómo se comportan volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento, dentro de los pozos y en condiciones de superficie. Como tal comportamiento depende de la presión, volumen y temperatura se deben determinar las diferentes propiedades físicas de los fluidos en un amplio rango de temperatura y presiones, propiedades que se identifican a partir de pruebas experimentales conocidas como análisis de PVT.

En general se puede señalar que las propiedades PVT permiten predecir:

- el cambio en la composición de la corriente de flujo como función del tiempo.
- el diseño de completación, el cual depende de las propiedades de los fluidos en el pozo.
- El efecto de la re inyección de gas.
- Los efectos de la miscibilidad.
- Las cantidades y composiciones de los líquidos que quedan en el yacimiento y sus propiedades: densidad, tensión superficial, viscosidad entre otras.
- La concentración de H<sub>2</sub>S y N<sub>2</sub> en el gas producido.

## 2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL DIAGRAMA DE FASES

Teniendo en cuenta que la mayoría de las operaciones de producción de yacimientos son isotérmicas, obsérvese en el diagrama de fases de presión y temperatura de la **Fig. 2.8** las zonas que corresponden a cada uno de estos yacimientos cuando la presión disminuye a temperatura constante.

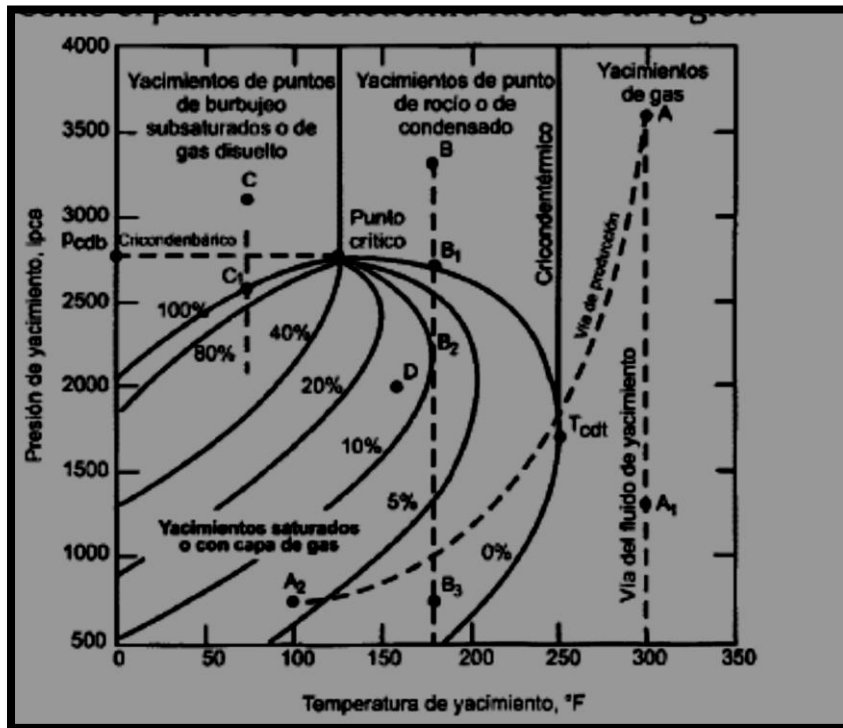


Fig. 2.8.- Clasificación de los yacimientos según el diagrama de presión y temperatura.

Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.).

En todos los casos que se darán a continuación tendremos como referencia a la **Fig. 2.8**. Para de esta forma tener un poco más clara la idea a lo que se refiere este punto.

## **YACIMIENTO DE GAS O DE UNA SOLA FASE GASEOSA (PUNTO A)**

En el punto A se encuentra fuera de la región de dos fases, a la derecha del punto cricondetérmico, se halla en estado gaseoso y solo existirá gas seco o gas húmedo en el yacimiento a cualquier presión. Los términos gas seco o gas húmedo se utilizan para diferenciar entre dos tipos de gases: los que existen como tales en condiciones de superficie y de yacimiento (Punto A<sub>1</sub>), y los que en condiciones de superficie existen como dos fases; líquido y gas ( Punto A<sub>2</sub>), mientras que en condiciones de yacimiento solo existen como gas. Los yacimientos de esta zona se denominan yacimiento de gas seco y yacimientos de gas húmedo.

## **YACIMIENTOS DE PUNTOS DE ROCÍO O DE CONDENSADO RETRÓGRADO (PUNTO B)**

En el punto B en la figura, a la derecha del punto crítico y a la izquierda del cricondetérmico, donde el fluido se encuentra en estado gaseoso. Cuando la presión disminuye, debido a la producción, ocurre el proceso de condensación retrógrada que se desarrolla de la manera siguiente: el gas comienza a condensarse en el punto de rocío, B<sub>1</sub> (2545 lpca) y si continúa la disminución en la presión, se produce una mayor condensación de líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío. Debido a esto la fase gaseosa disminuye su contenido líquido y el líquido condensado se adhiere al material sólido de la roca y permanecerá inmóvil. Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido líquido menor, aumentando la razón gas-petróleo de producción. Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta llegar a un valor máximo de la relación líquido vapor en el punto B<sub>2</sub> (2250 lpca). Los yacimientos en esta zona se denominan yacimientos de punto de rocío o de condensación retrógrada.

## **YACIMIENTO DE PUNTO DE BURBUJEJO, SUBSATURADOS O DE GAS DISUELTO (PUNTO C)**

A medida que la producción tiene lugar, la presión del yacimiento disminuye hasta que se comienza a formar vapor en el punto de burbujeo  $C_1$ , originándose entonces 2 fases: vapor y líquido. Por debajo del punto de burbujeo aparecen burbujas o una fase de gas libre, si continúa la disminución de la presión, continúa también la vaporización del líquido, con lo cual aumenta la cantidad de vapor y disminuye la de líquido.

## **YACIMIENTOS CON CAPA DE GAS O YACIMIENTOS SATURADOS (PUNTO D)**

En el punto D dentro de la envolvente de los puntos de rocío y de burbujeo, se trata de un yacimiento de dos fases que contiene una zona de líquido o de petróleo con una capa de gas en la parte superior cuando la presión disminuye, por efecto de la producción, la razón gas líquido aumenta. Un yacimiento en esta zona se denomina yacimiento con capa de gas.

### **2.5 DEFINICIÓN DE FACTOR DE RECOBRO**

El factor de recobro primario de un pozo (%FR), yacimiento, va a depender de su mecanismo de producción, si es por gas en solución será menor que por desplazamiento de agua o por segregación gravitacional. El factor de recobro vendrá dado por la **ecuación 2.4**, que es una relación directa entre el petróleo acumulado producido y el petróleo original en sitio.

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

Ec. 2.4

El FR, depende en forma general de los mecanismos de producción y las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento, este aumentará al aplicar tecnologías de recuperación secundaria (inyección de gas, agua, CO<sub>2</sub>, químicos, vapor, etc.).

Una vez que se calcula el POES de un yacimiento es necesario calcular el FR que se le aplicará para establecer sus reservas recuperables.

El factor de recobro en yacimientos que producen por depleción volumétrica representará el volumen de hidrocarburos extraído en el yacimiento hasta la presión de abandono, es allí la importancia del cotejo de la simulación del comportamiento histórico de la producción de hidrocarburos con presión y su predicción usando la metodología de balance de materiales para obtener ó conocer cuáles son esos volúmenes a la presión de abandono en el futuro y calcular este parámetro. Los FR primarios de las cuatro áreas en explotación de la FPO se ha estimado conservadoramente entre 7 y 10% del POES.

También se podría determinar como el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.



**Fig. 2.9.- Grafico del Factor Recobro.**

**Fuente: [blogpetrolero.blogspot.com](http://blogpetrolero.blogspot.com)**

## 2.6 TEORÍA DE CORRELACIONES

### 2.6.1 CORRELACIONES P.V.T

Al irse desarrollando la industria de los hidrocarburos se ha tratado de generar en el laboratorio correlaciones para las propiedades PVT, de los fluidos en función de otros parámetros. Este esfuerzo se ha hecho para cubrir aquellas situaciones en que se requieren propiedades (aunque sean estimadas) y no se dispone de muestras representativas, del equipo de medición, o simplemente del tiempo requerido para efectuar las mediciones.

Las correlaciones P.V.T. son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo. Estos datos son:

- a) Propiedades de los fluidos
  - Gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$
  - Gravedad específica del gas,  $\gamma_g$
  - Razón gas producido-petróleo, RGP
- b) Propiedades del yacimiento
  - Presión, P
  - Temperatura, T

Antes de determinar una propiedad, se debe de asegurar que la aplicación de interés se encuentre dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada, una vez hecho esto, la correlación utilizada será adecuada y se obtendrán resultados confiables.

A continuación se presentan se detallan algunas de estas correlaciones, cabe señalar que para este efecto existen un sinnúmero de correlaciones, razón por la cual solo citaremos las que realmente son útiles y vamos a emplear en esta investigación.

### 2.6.1.1 CORRELACIONES DE STANDING, M.B.

#### CORRELACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA $P_b$

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación,  $F$ , y la presión de burbujeo,  $P_b$ .

La siguiente ecuación es un ajuste de la correlación:

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

Ec. (2.5)

Donde;

$P_b$ , es la presión al punto de burbuja en, lpca.

$T$ , es la temperatura en °F.

**Datos:** 105 puntos de 22 mezclas del laboratorio mediante una liberación instantánea en dos etapas de diferentes crudos/gas natural de California.

**Error %:** Promedio 4.8

| Rango de los datos para la correlación de Standing, M.B. |              |
|--|--------------|
| Presión de burbujeo, lpca                                | 130 - 7000   |
| Temperatura, °F  | 100 - 258    |
| Factor volumétrico del petróleo, BY/BN                   | 1.024 - 2.15 |
| Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN                      | 20 - 1425    |
| Gravedad del petróleo, °API                              | 16.5 - 63.8  |
| Gravedad específica del gas (aire=1)                     | 0.59 - 0.95  |
| Presión del separador. lpc                               |              |
| Primera etapa  | 265 - 465    |
| Segunda etapa  | 14.7         |
| Temperatura  | 100          |

**Tabla 2.1.- Rango de datos para la correlación de Standing.**

**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.)**

## CORRELACIÓN PARA ESTIMACIÓN DEL $R_s$

**Datos:** 105 datos experimentales tomados en 22 mezclas de crudos de California.

**Error%:** promedio 4.8

**La correlación es la siguiente:**

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125^\circ\text{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

Ec. (2.6)

Donde;

$R_s$ , razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN.

P, presión de interés, lpsca.

T, temperatura, °F.

$\gamma_g$ , gravedad específica del aire, (aire=1).

°API, gravedad del petróleo, °API.

La exactitud de los resultados obtenidos con la correlación presentó un error del 10% respecto a los valores determinados experimentalmente.

**Rango de datos:**

| <b>Rango de datos para la correlación de Standing.</b> |              |
|--|--------------|
| Presión de burbujeo, Psia                              | 130 - 7000   |
| Temperatura, °F  | 100 - 258    |
| Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN                    | 20 - 1425    |
| Gravedad del petróleo, °API                            | 16.5 - 63.8  |
| Gravedad específica del gas (aire=1)                   | 0.590 - 0.95 |

**Tabla 2.2.- Rango de datos para la correlación de Standing.**

**Fuente:** Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.).



## CORRELACIÓN PARA ESTIMACIÓN DEL $B_o$

Standing presenta una correlación gráfica que permite estimar el factor volumétrico del petróleo en la formación teniendo como parámetros la solubilidad y la gravedad del gas, la gravedad del petróleo y la temperatura del yacimiento.

Encontró una correlación entre el denominado factor de correlación,  $F$ , y el factor volumétrico del petróleo,  $B_o$ .

La correlación está dada por la siguiente ecuación:

$$B_o = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

Ec. (2.7)

Donde;

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T$$

Ec. (2.8)

$B_o$ , factor volumétrico del petróleo,  $B_Y/B_N$ .

$R_s$ , razón gas disuelto-petróleo,  $PCN/B_N$ .

$T$ , temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_g$ , gravedad específica del gas, (aire=1).

$\gamma_o$ , gravedad específica del petróleo, (agua=1).

Standing reporta un error promedio de 0.01% con una desviación estándar de diferencias de 0.34% para la correlación (ocho puntos en el rango de  $150 < F < 1880$ ).

La **tabla 2.1** presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

## CORRELACIÓN PARA ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD

Standing en 1981 propuso una correlación empírica para la estimación del factor volumétrico del petróleo, es así que a través de esta ecuación Standing la utiliza para el cálculo de densidad.

**La correlación es la siguiente:**

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.175}}$$

Ec. (2.9)

$\rho_o$ , densidad del petróleo, lbs/pie<sup>3</sup>.

T, temperatura del yacimiento, °R.

$\gamma_o$ , la gravedad específica del petróleo en superficie.

$\gamma_g$ , la gravedad específica del gas.

$R_s$ , razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN.

Standing también estudio correlaciones para estimar la densidad por debajo de la presión del punto de burbuja.

**La correlación es la siguiente:**

$$\rho_o = \frac{350 \gamma_o + 0.0764R_s \gamma_{gd}}{5.615 B_o}$$

Ec. (2.10)

Donde;

$\rho_o$ , densidad del petróleo, lbs/pie<sup>3</sup>.

$\gamma_g$ , gravedad específica del gas disuelto, (aire=1).

$\gamma_o$ , gravedad específica del petróleo, (agua=1).

$B_o$ , factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

$R_s$ , razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN.

350 densidad del agua a condiciones normales, lbs/bls.

0.0764 densidad del aire a condiciones normales, lbs/pie<sup>3</sup>.

5.615 factor de conversión, pie<sup>3</sup>/bls.

### 1.6.1.2 CORRELACIONES DE VÁZQUEZ, M.E.Y BEGGS, H.D.

#### CORRELACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE CRUDOS A PRESIONES MAYORES QUE LA PRESIÓN DE BURBUJEO (CRUDOS SUBSATURADOS)

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left[ \frac{P}{P_b} \right]^m$$

Ec. (2.11)

Donde;

$$m = 2.6p^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5}p)}$$

Ec. (2.12)

**Datos:** 3143 puntos de datos.

**Error%:** promedio -7.54

**Rango de Datos:**

| <b>Rango de datos para la correlación Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.</b> |               |
|---|---------------|
| Presión, lpca.  | 141 - 9515    |
| Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN                                   | 9.3 - 2199    |
| Gravedad del petróleo, °API   | 15.3 - 59.5   |
| Gravedad específica del gas (aire=1)                                  | 0.511 - 1.351 |
| Viscosidad, cp.   | 0.117 - 148   |

**Tabla 2.3.- Rango de datos para la correlación Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**  
**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.)**

**2.6.1.3 CORRELACIONES DE AL-MARHOUM, M.A.**

**CORRELACIÓN PARA ESTIMACIÓN DEL  $B_o$**

**Error%:** promedio relativo de -0.01 -- **Desviación Estándar%:** 1.18

**Rango de datos:** tabla 2.4

**La correlación es la siguiente:**

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^{-2}$$

Ec. (2.13)

Donde;

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$$

Ec. (2.14)

$B_{ob}$ , factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN.

$R_{sb}$ , razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN.

T, temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_g$ , gravedad específica del gas, (aire=1).

$\gamma_o$ , gravedad específica del petróleo, (agua=1).

**Rango de Datos:**

| <b>Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun</b> |               |
|---|---------------|
| Presión de burbujeo, lpca20                             | 3573          |
| Temperatura, °F   | 74 - 240      |
| Factor volumétrico del petróleo, BY/BN                  | 1.032 - 1.997 |
| Factor volumétrico total, BY/BN                         | 1.032 - 6.982 |
| Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN                     | 26 - 1602     |
| Gravedad del petróleo, °API                             | 19.4 - 44.6   |
| Gravedad específica del gas (aire=1)                    | 0.752 - 1.367 |
| N <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar          | 0.0 - 3.89    |
| CO <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar         | 0.0 - 16.38   |
| H <sub>2</sub> S en gases de superficie, % molar        | 0.0 - 16.13   |

**Tabla 2.4.- Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun.**  
**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.).**

## **CORRELACIÓN PARA ESTIMACION DEL $B_t$**

**Error%:** promedio 0.14 -- **Desviación estándar%:** 4.94

**Rango de Datos:** tabla 2.4

**La correlación es la siguiente:**

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

Ec. (2.15)

Donde;

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} T^{2.00621}$$

Ec. (2.16)

$B_t$ , factor volumétrico total, BY/BN.

$R_s$ , razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN.

P, presión de interés, lpca.

T, temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_g$ , gravedad específica del gas, (aire=1).

#### 2.6.1.4 CORRELACIONES DE BEGGS, H.D. Y ROBINSON, J.R

##### CORRELACIÓN PARA ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE CRUDOS SIN GAS EN SOLUCIÓN

**Datos:** 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 66 muestras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La tabla 2.5 presenta el rango de estos datos.

**Error%:** promedio -0.64 -- **Desviación Estándar%:** 13.53

**La correlación es la siguiente:**

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Ec. (2.17)

Donde;

$$x = yT^{1.163} \quad y = 10^z \quad z = 3.0324 - 0.02023^\circ\text{API}$$

$\mu_{od}$  viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. Y T, cp.

T temperatura del yacimiento, °F

°API gravedad del petróleo, °API

**Rango de Datos:**

| <b>Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.</b> |           |
|---|-----------|
| Presión, lpc.a.   | 15 - 5265 |
| Temperatura, °F   | 70 - 295  |
| Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN                                       | 20 - 2070 |
| Gravedad del petróleo, °API   | 16 - 58   |

**Tabla 2.5.- Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.**  
**Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph.D.).**

## **CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE CRUDOS CON GAS EN SOLUCIÓN (CRUDOS SATURADOS)**

**Datos:** 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación.

**Error%:** promedio de -1.83 -- **Desviación Estándar%:** 27.25

**Rango de Datos:** La tabla 2.5

**La correlación es la siguiente:**

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Ec. (2.18)

Donde;

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

Ec. (2.19)

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Ec. (2.20)

$\mu_{ob}$ , viscosidad del petróleo a presión de burbujeo, cp.

$\mu_{od}$ , viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T, cp.

$R_s$ , razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN.

## **ESTIMACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO A $P < P_B$**

**La correlación es la siguiente:**

$$\ln C_o = -7.573 - 1.450 \ln P - 0.383 \ln P_b + 1.402 \ln T + 0.256 \ln ^\circ \text{API} \\ + 0.449 \ln R_s$$

Ec. (2.21)



## 2.6.1.5 CORRELACIONES PARA ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

### 2.6.1.5.1 CORRELACIONES PARA ESTIMAR LA PERMEABILIDAD

#### CORRELACIÓN DE TIMUR

La correlación es la siguiente:

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

Ec. (2.22)

Limitaciones:

- Se asume que  $S_{wi}$  es una función lineal del área superficial.
- $S_w$  es uniforme a lo largo del yacimiento.
- La geometría del poro es constante y uniforme.
- El corazón está saturado con agua-aire.
- Los exponentes 4.4 y 2 son específicos para las muestras.

#### CORRELACIÓN DE COATES-DENOO

La correlación es la siguiente:

$$K = (10\phi_e)^4 \left[ \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right]^2$$

Ec. (2.23)

$\phi_e$ , es la porosidad efectiva, en fracción.

K, es la permeabilidad, en md.

# CAPÍTULO III

## METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Debido a que el yacimiento presenta diferentes reservorios realizaremos el estudio independientemente en cada uno de estos (nivel D, C, B) específicamente.

Para ello tendremos que realizar una selección de los pozos que estén produciendo por las zonas ya mencionadas. Se realizará un estudio previo para la selección de los mismos.

Ubicaremos estos pozos geográficamente para tener una idea más precisa de lo que se realizará. Los datos más minuciosos de cada pozo como por ejemplo completaciones, registros e imágenes se encontrarán en el Apéndice de este trabajo técnicamente investigativo.

Además en este capítulo tendremos que recopilar datos de campo de diferentes estudios históricos realizados en el yacimiento, registros eléctricos en formato gráfico, análisis convencionales de núcleos de corona y los sumarios petrofísicos, para de esta forma asociar estos datos con las diferentes correlaciones existentes ya determinadas en el **CAPÍTULO II**. Esto nos permitirá evaluar y determinar todas las propiedades y parámetros necesarios para la culminación de este proyecto.

Así mismo se especificarán los resultados que serán obtenidos de los cálculos, mediante tablas así como también se ilustraran las correlaciones a utilizarse.

### 3.2 SELECCIÓN DE POZOS

Se han seleccionados aquellos pozos que producen por medio de las tres zonas (B, C, D) productoras, los pozos seleccionados se detallan a continuación.

Nota: En el **Apéndice III**, se encuentra ubicado las completaciones de cada uno de estos pozos.

#### 3.2.1 DETALLE DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Los pozos fueron perforados por la compañía Tripetrol Exploration and Production Co. Siendo la mayoría pozos de desarrollo a excepción del **Pacoa 40 y 24**, que fueron pozos de avanzada.

A continuación en la **tabla 3.1** se detallan las fechas de inicio de perforaciones y finalización de operaciones así como la profundidad de cada uno de ellos.

| Pozos seleccionados | Inicia perforación | Finaliza operación | Profundidad (ft) |
|---------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| Pacoa-001           | 20-feb-91          | 2-sep-1991         | 6642             |
| Pacoa-002           | 09-jun-92          | 18-jun-92          | 2590             |
| Pacoa-004           | 16-jun-92          | 26-jun-92          | 2390             |
| Pacoa-005           | 29-ago-92          | 08-sep-92          | 2870             |
| Pacoa-010           | 31-jul-92          | 08-ago-92          | 2241             |
| Pacoa-011           | 20-jul-92          | 28-jul-92          | 2410             |
| Pacoa-022           |                    | 17-sep-92          | 2540             |
| Pacoa-024           | 05-dic-92          | 10-dic-92          | 2760             |
| Pacoa-040           | 26-ago-94          | 04-sep-94          | 3250             |
| Pacoa-042           | 20-jun-95          | 29-jun-95          | 3600             |

Tabla 3.1.- Datos históricos de pozos seleccionados.

Elaborado por: Autor

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

| Pruebas realizadas a los pozos |                   |           |            |        |        |      |        |
|--------------------------------|-------------------|-----------|------------|--------|--------|------|--------|
|                                |                   | Fecha     | Zona       | BFPD   | BPPD   | BAPD | Método |
| Pacoa-001                      | Pruebas iniciales | 16-jun-92 | D, C, B    | 348,60 | 348,60 | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D,C,B      | 4,11   | 2,00   | 2,11 | BM     |
| Pacoa-002                      | Pruebas iniciales | 07-ago-92 | D, C, B    | 54,00  | 54,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C, B    | 2,85   | 0,50   | 2,35 | BM     |
| Pacoa-004                      | Pruebas iniciales | 21-jun-92 | D, C       | 70,00  | 70,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C       | 3,21   | 2,60   | 0,61 | BM     |
| Pacoa-005                      | Pruebas iniciales | 24-feb-93 | D, C, B, E | 74,00  | 74,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C, B, E | 2,89   | 2,10   | 0,79 | BM     |
| Pacoa-010                      | Pruebas iniciales | 21-sep-92 | B, C, E    | 153,00 | 153,00 | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | B, C, E    | 10,00  | 8,71   | 1,29 | BM     |
| Pacoa-011                      | Pruebas iniciales | 03-sep-92 | D, C, B    | 73,00  | 73,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C, B    | 3,44   | 0,70   | 2,74 | BM     |
| Pacoa-022                      | Pruebas iniciales | 18-sep-92 | B, D, C    | 98,00  | 98,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | B, D, C    | 3,00   | 1,72   | 1,28 | BM     |
| Pacoa-024                      | Pruebas iniciales | 25-dic-92 | D, C,B     | 100,00 | 100,00 | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C,B     | 2,11   | 0,17   | 1,96 | BM     |
| Pacoa-040                      | Pruebas iniciales | 17-sep-94 | D, C, B    | 32,00  | 32,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C, B    | 3,24   | 3,00   | 0,24 | BM     |
| Pacoa-042                      | Pruebas iniciales | 22-jul-95 | D, C, B, E | 50,00  | 50,00  | 0,00 | FN     |
|                                | Producción actual | 30-abr-11 | D, C, B, E | 10,00  | 9,00   | 1,00 | BM     |

**Tabla 3.2.- Pruebas realizadas a los pozos.**

**Elaborado por: Autor**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

En la **tabla 3.2** se detallan las fechas y los resultados de las pruebas realizadas en los pozos que fueron seleccionados para este trabajo.

La información detalla la cantidad de producción de hidrocarburos que se tenía hace muchos años en comparación con la actual. También se indica de que reservorios proviene esta producción así como el método de extracción que posee actualmente cada pozo.

### 3.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA DEL ESTUDIO

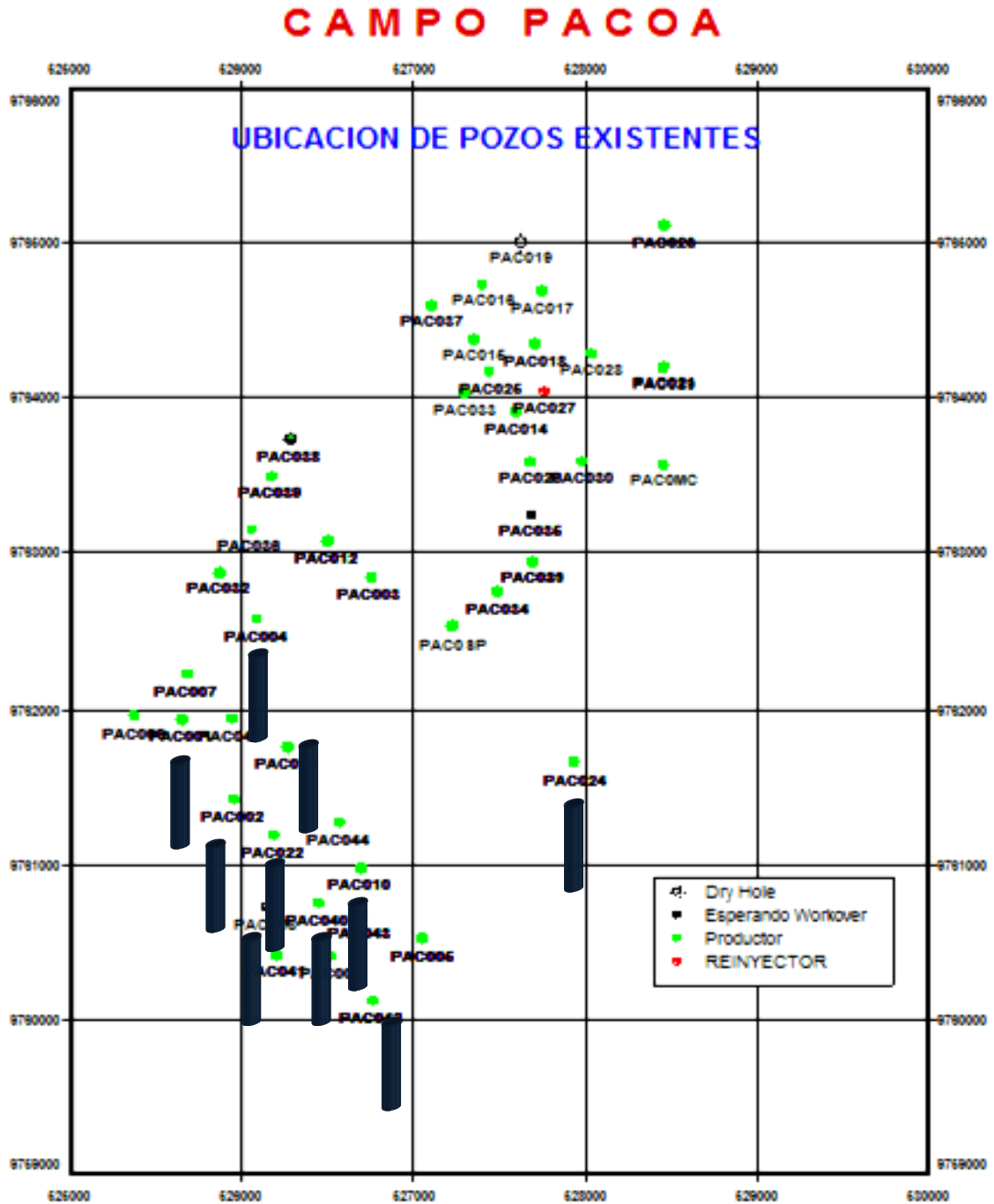


Fig. 3.1.- Ubicación geográfica de los pozos seleccionados para el estudio en el Campo Pacoa.

FUENTE: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

### 3.4 RECOPIACIÓN DE DATOS INICIALES DEL YACIMIENTO

#### 3.4.1 PRESIÓN INICIAL DEL RESERVORIO, $P_i$

Los análisis de presiones fueron realizadas por la empresa Halliburton en el año 1991.

Se dispone de poca información de presiones desde el año 1991. Los modelos utilizados por la compañía Halliburton para el análisis de presiones fueron:

- 1) Pozo en un arreglo múltiple, mostrando flujo radial hacia el inicio del mismo.
- 2) Pozo hidráulicamente fracturado con efecto de almacenamiento y skin lineal en la fractura.
- 3) Pozo naturalmente fracturado con efecto de almacenamiento al inicio de la prueba, una etapa de transición producto de la restauración de presión del sistema de fracturas naturales al sistema total (matriz más fractura) y un levantamiento en la presión que indicaría flujo restringido de la matriz hacia la fractura o discontinuidad en la red de fracturas naturales.

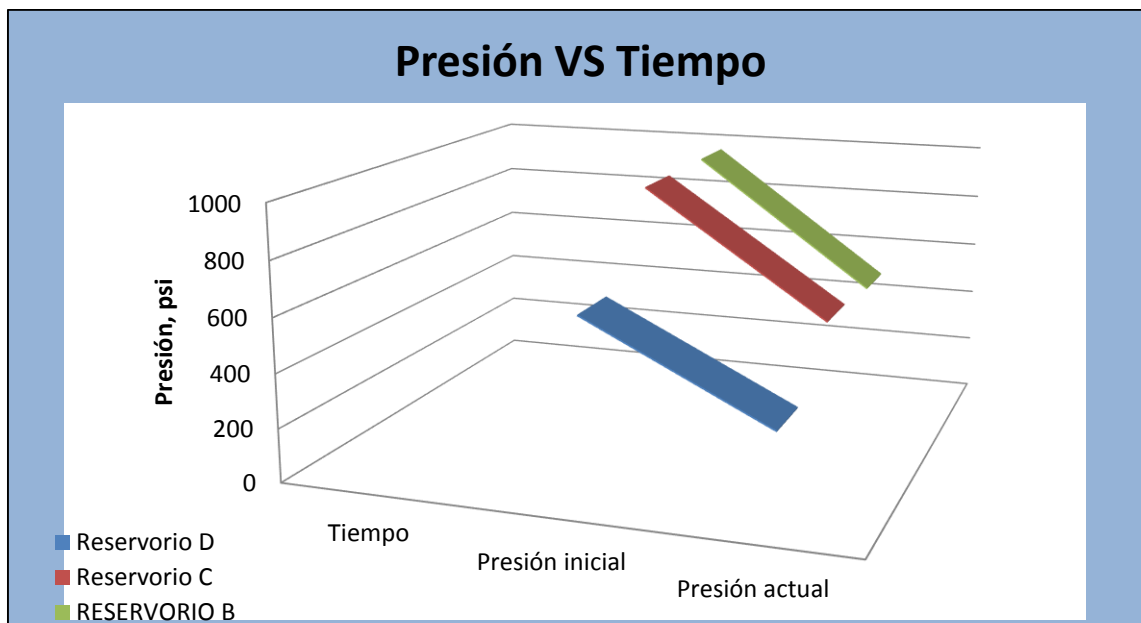
| DATOS DEL CAMPO PACOA |             |     |     |
|-----------------------|-------------|-----|-----|
| PARAMETRO             | RESERVORIOS |     |     |
|                       | D           | C   | B   |
| Presión inicial, Psi  | 649         | 966 | 968 |
| Presión actual, Psi   | 320         | 520 | 490 |

**Tabla 3.3.- Datos de presiones del campo Pacoa por reservorio.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011.**

Además también se ilustran las presiones actuales a la cual se encuentran los reservorios en estos momentos datos que fueron obtenidos por medio de la **E.P Petroecuador** a quien le pertenece la concepción del Campo Pacoa actualmente.

En la **figura 3.3** se detallan las presiones iniciales que fueron tomadas mediante estudios realizados en el yacimiento y las que fueron registradas actualmente por la Empresa Pública Petroecuador.



**Fig. 3.2.- Presiones iniciales y actuales del Campo Pacoa por reservorio.  
Elaborado por: Autor**

### 3.4.2 RELACIÓN GAS DISUELTO-PETRÓLEO, $R_{si}$

De acuerdo a la información que existe en campo Pacoa, se obtuvo los siguientes datos:

| DATOS DEL CAMPO PACOA                          |             |     |     |
|--|-------------|-----|-----|
| PARAMETRO                                      | RESERVORIOS |     |     |
|  | D           | C   | B   |
| Relación inicial Gas-Disuelto petróleo, PCN/BN | 105         | 110 | 118 |

**Tabla 3.4.- Datos de la Relación gas disuelto-petróleo del campo Pacoa por reservorio.**

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011- E.P. Petroecuador.**

### 3.4.3 TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, T

| DATOS DEL CAMPO PACOA |             |    |    |
|-----------------------|-------------|----|----|
| PARAMETRO             | RESERVORIOS |    |    |
|                       | D           | C  | B  |
| Temperatura, °F       | 96.5        | 93 | 97 |

**Tabla 3.5.- Datos de la temperatura del campo Pacoa por reservorio.**  
**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011- E.P. Petroecuador.**

### 3.4.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO, $\gamma_o$

Para la obtención de esta propiedad contamos con la información que se detalla en la **Tabla 3.6**

| DATOS DEL CAMPO PACOA |             |    |      |
|-----------------------|-------------|----|------|
| PARAMETRO             | RESERVORIOS |    |      |
|                       | D           | C  | B    |
| Gravedad API, °API    | 34.3        | 34 | 40.8 |

**Tabla 3.6.- Datos de la gravedad °API del campo Pacoa por reservorio.**  
**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011- E.P. Petroecuador.**

También tenemos la **Ec. 1.2** de la cual llegamos a la **Ec. 3.1**

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

Ec. 3.1

La cual la emplearemos para estimar la gravedad específica del petróleo.

| DATOS DEL CAMPO PACOA |             |       |       |
|-----------------------|-------------|-------|-------|
| PARAMETRO             | RESERVORIOS |       |       |
|                       | D           | C     | B     |
| Gravedad específica   | 0.853       | 0.854 | 0.821 |

**Tabla 3.7.- Datos de la gravedad específica del petróleo en el campo Pacoa por reservorio.**

**Elaborado por: Autor.**



### 3.4.5 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS EN SOLUCION, $\gamma_g$

La gravedad específica del gas la obtuvimos de estudios realizados en el Campo Pacoa.

| DATOS DEL CAMPO PACOA |             |       |       |
|-----------------------|-------------|-------|-------|
| PARAMETRO             | RESERVORIOS |       |       |
|                       | D           | C     | B     |
| Gravedad específica   | 0.772       | 0.772 | 0.772 |

Tabla 3.8.- Datos de la gravedad específica del gas en el campo Pacoa por reservorio.

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011- E.P. Petroecuador.

### 3.4.6 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS DISUELTO, $\gamma_{gd}$

Empleamos la siguiente ecuación;

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \text{°API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} \text{°API } R_s$$

Ec. 3.2

Con los datos que poseemos;

Calculamos;

| DATOS DEL CAMPO PACOA                |             |       |       |
|--------------------------------------|-------------|-------|-------|
| PARAMETRO                            | RESERVORIOS |       |       |
|                                      | D           | C     | B     |
| Gravedad específica del gas disuelto | 0.927       | 0.918 | 1.050 |

Tabla 3.9.- Datos de la gravedad específica del gas disuelto en el campo Pacoa por reservorio.

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

### 3.5 DATOS INICIALES DEL CAMPO

#### Datos del reservorio B

|  |
|--|
| <b>Presión inicial del reservorio = 983lpca</b>            |
| <b>Relación inicial Gas disuelto-petróleo = 118 PCN/BN</b> |
| <b>Gravedad API del petróleo = 40.8 °API</b>               |
| <b>Temperatura de Formación = 97 °F</b>                    |
| <b>Presión actual del reservorio = 505lpca</b>             |
| <b>Gravedad específica del petróleo = 0.821</b>            |
| <b>Gravedad específica del gas en solución = 0.772</b>     |

**Tabla 3.10.-Propiedades de fluidos Reservorio B**

#### Datos del reservorio C

|  |
|--|
| <b>Presión inicial del reservorio = 981lpca</b>            |
| <b>Relación inicial Gas disuelto-petróleo = 110 PCN/BN</b> |
| <b>Gravedad API del petróleo = 34 °API</b>                 |
| <b>Temperatura de Formación = 93 °F</b>                    |
| <b>Presión actual del reservorio = 535lpca</b>             |
| <b>Gravedad específica del petróleo = 0.854</b>            |
| <b>Gravedad específica del gas en solución = 0.772</b>     |

**Tabla 3.11.-Propiedades de fluidos Reservorio C**

#### Datos del reservorio D

|  |
|--|
| <b>Presión inicial del reservorio = 664lpca</b>            |
| <b>Relación inicial Gas disuelto-petróleo = 105 PCN/BN</b> |
| <b>Gravedad API del petróleo = 34.3 °API</b>               |
| <b>Temperatura de Formación = 96.5 °F</b>                  |
| <b>Presión actual del reservorio = 335lpca</b>             |
| <b>Gravedad específica del petróleo = 0.853</b>            |
| <b>Gravedad específica del gas en solución = 0.772</b>     |

**Tabla 3.12.-Propiedades de fluidos Reservorio D**

**Elaboradas por: Autor.**

### 3.6 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES A EMPLEAR EN EL ESTUDIO PVT

| DATOS INICIALES DE CAMPO               |      | RANGO DE DATOS             |  |                                |                             |
|--|------|----------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------|
| DATOS DE CORRELACIONES                 |      | Correlación Standing, M.B. | Correlación de Beggs, y Robinson, J.R. | Correlación de Vázquez y Beggs | Correlación de Al- Marhoun. |
| <b>Reservorio B</b>                    |      |                            |  |                                |                             |
| Presión inicial del reservorio, lpca   | 983  |                            |  |                                |                             |
| Presión actual del reservorio, lpca    | 505  |                            | <b>15 - 5265</b>                       | <b>141 - 9515</b>              |                             |
| Relación Gas disuelto-Petróleo, PCN/BN | 118  | <b>20 - 1425</b>           | <b>20 - 1425</b>                       | <b>9.3 - 2199</b>              | <b>26 - 16.02</b>           |
| Gravedad API del Petróleo, °API        | 40.8 | <b>16.5 - 63.8</b>         | <b>16 - 58</b>                         | <b>70 - 295</b>                | <b>19.4 - 44.6</b>          |
| Temperatura del Reservorio, °F         | 97   | <b>100 - 258</b>           | <b>70 - 295</b>                        | <b>15.3 - 59.5</b>             | <b>74 - 240</b>             |
| <b>Reservorio C</b>                    |      |                            |  |                                |                             |
| Presión inicial del reservorio, lpca   | 981  |                            |  |                                |                             |
| Presión actual del reservorio, lpca    | 535  |                            | <b>15 - 5265</b>                       | <b>141 - 9515</b>              |                             |
| Relación Gas disuelto-Petróleo, PCN/BN | 110  | <b>3 - 2905</b>            | <b>20 - 1425</b>                       | <b>9.3 - 2199</b>              | <b>26 - 16.02</b>           |
| Gravedad API del Petróleo, °API        | 34   | <b>17.9 - 51.5</b>         | <b>16 - 58</b>                         | <b>70 - 295</b>                | <b>19.4 - 44.6</b>          |
| Temperatura del Reservorio, °F         | 93   | <b>82 - 272</b>            | <b>70 - 295</b>                        | <b>15.3 - 59.5</b>             | <b>74 - 240</b>             |
| <b>Reservorio D</b>                    |      |                            |  |                                |                             |
| Presión inicial del reservorio, lpca   | 664  |                            |  |                                |                             |
| Presión actual del reservorio, lpca    | 335  |                            | <b>15 - 5265</b>                       | <b>141 - 9515</b>              |                             |
| Relación Gas disuelto-Petróleo, PCN/BN | 105  | <b>3 - 2905</b>            | <b>20 - 1425</b>                       | <b>9.3 - 2199</b>              | <b>26 - 16.02</b>           |
| Gravedad API del Petróleo, °API        | 34.3 | <b>16.5 - 63.8</b>         | <b>16 - 58</b>                         | <b>70 - 295</b>                | <b>19.4 - 44.6</b>          |
| Temperatura del Reservorio, °F         | 96.5 | <b>82 - 272</b>            | <b>70 - 295</b>                        | <b>15.3 - 59.5</b>             | <b>74 - 240</b>             |

**Tabla. 3.13.- Evaluación y selección de correlaciones a emplear en el estudio PVT.  
Elaborado por: Autor.**

En la Fig. 3.13 se ven detalladamente los datos de campo y las correlaciones existentes que están dentro de los parámetros para las cuales fueron creadas, una vez analizadas e identificadas ya sabemos que correlaciones vamos a emplear dentro de este estudio PVT en el Campo Pacoa.

### 3.7 CORRELACIONES A UTILIZARSE MEDIANTE ANALISIS

#### 3.7.1 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO

Para la estimación de esta propiedad tenemos que analizar en qué rango se encuentran nuestros datos, para de esta forma poder emplear la correlación más exacta posible. Para este caso emplearemos:

**Correlación de Standing, M.B. Ec. 2.5**

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

#### 3.7.1.1 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO RESERVORIO B

Para la estimación de esta propiedad tenemos que analizar en qué rango se encuentran nuestros datos, para de esta forma poder emplear la correlación más exacta posible:

**Correlación de Standing, M.B. Ec. 2.5**

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{118}{0.772} \right)^{0.83} (10)^{[0.00091(97) - 0.0125(40.8)]} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 423 \text{ lpca}$$

### 3.7.1.2 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO RESERVORIO C

Correlación de Standing, M.B.

Ec. 2.5

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{110}{0.772} \right)^{0.83} (10)^{[0.00091(93) - 0.0125(34)]} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 484 \text{ lpca}$$

### 3.7.1.3 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO RESERVORIO D

Correlación de Standing, M.B.

Ec. 2.5

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{si}}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{105}{0.772} \right)^{0.83} (10)^{[0.00091(96.5) - 0.0125(34.3)]} - 1.4 \right]$$

$$P_b = 464 \text{ lpca}$$

Una vez determinados los valores de presión a punto de burbuja para cada reservorio se determinó que en comparación con la presión actual, estamos operando por encima de la presión de burbujeo en el reservorio B y C. En cuanto que para el reservorio D nos encontramos por debajo de  $P_b$  (ver **tabla 3.13**).

Con lo cual tendremos en cuenta que las correlaciones que tendremos que emplear deben de regirse a estas condiciones.

### 3.7.2 ESTIMACIÓN DEL $R_s$

De aquí en adelante se obtendrán los nuevos valores de las propiedades de los fluidos ya que los evaluaremos a diferentes presiones, es decir realizaremos un nuevo estudio para determinar dichas propiedades y de esta forma estimar el Factor de Recobro.

En la determinación del  $R_s$ , utilizamos la correlación de Standing. El  $R_s$ , se lo va a obtener a  $P_{\text{actual}}$ , para ver la variación que se da cuando ha existido disminución de presión. Las ecuaciones a utilizarse son las siguientes:

Considerando que la  $P < P_b$ ,  $P \geq P_b$

Utilizaremos;

Correlación de Standing, M.B. Ec. 2.6

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[ \left( \frac{P_{\text{actual}}}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125^\circ \text{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

### 3.7.3 ESTIMACIÓN DEL $B_0$

Correlación de Standing, M.B. Ec. 2.7 y 2.8

$$B_0 = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

$$F = R_s \cdot \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T$$

### 3.7.4 ESTIMACIÓN DEL $B_t$

Correlación de Al-Marhoun, M.A. E

Ec. 2.15 y Ec. 2.16

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} T^{2.00621}$$

### 3.7.5 ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

En el caso de petróleo deben de distinguirse dos tipos de viscosidades: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada  $p$  y  $T$  llevando consigo gas en solución.

En el caso nuestro que tenemos un reservorio por debajo de la presión del punto de burbuja dos por encima de la misma tenemos.

Considerando que la  $P < P_b$

Utilizaremos;

Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.

Ec. 2.17, 2.18, 2.19, 2.20,

2.11 y 2.12.

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$x = yT^{-1.163} \quad y = 10^z \quad z = 3.0324 - 0.02023^\circ \text{API}$$

Considerando que la  $P \geq P_b$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Luego tenemos:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left[ \frac{P}{P_b} \right]^m$$

$$m = 2.6p^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5}p)}$$

### 3.7.6 ESTIMACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO

Considerando que la  $P < P_b$

Utilizaremos;

Correlación de McCain, W.D., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.      Ec. 2.21

$$\ln C_o = -7.573 - 1.450 \ln P - 0.383 \ln P_b + 1.402 \ln T + 0.256 \ln ^\circ \text{API} \\ + 0.449 \ln R_s$$

### 3.7.7 ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO.

Para el cálculo de esta propiedad tenemos que tener en cuenta que estamos trabajando a una presión por debajo de la presión de burbuja. Para lo cual vamos a emplear la correlación que cumpla con el parámetro requerido.

Considerando que la  $P < P_b$ ,  $P \geq P_b$

Utilizaremos;



$$\rho_o = \frac{350 \gamma_o + 0.0764 R_s \gamma_{gd}}{5.615 B_o}$$

### 3.7.8 ESTIMACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

La determinamos con la ecuación siguiente:

$$B_g = 0.00503 \frac{z(T + 460)}{P}$$

Ec. (3.3)

## 3.8 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FÍSICOS DE LA ROCA

Para la determinación de los parámetros petrofísicos, tenemos información basada en los registros eléctricos tomados en cada uno de los pozos pertenecientes a los reservorios que estamos estudiando. En si estos datos de la roca se los ha calculado por medio de estos registros.

### 3.8.1 PERFILES DE POZO

Actualmente, los perfiles petrofísicos son una de las herramientas más útiles e importantes disponible para un geólogo del petróleo.

Los perfiles ayudan a definir las características físicas de las rocas, como son la litología, porosidad, geometría del poro, resistividad y permeabilidad. Los datos de perfilaje se usan para identificar zonas productivas, determinar la profundidad y espesor de zonas, distinguir entre hidrocarburo, gas o agua, y para estimar reservas de hidrocarburo.

A continuación se detallan los perfiles más utilizados así como su aplicación.

## **El Perfil de Potencial Espontaneo**

- Las variaciones en el SP son el resultado de un potencial eléctrico que está presente entre el pozo abierto y la formación, como resultado de diferencias en la salinidad entre la  $R_{mf}$  y  $R_w$ .
- El perfil de potencial espontaneo (SP) puede usarse para:
  1. Descubrir estratos permeables
  2. Descubrir límites de estratos permeables
  3. Determinar resistividad de agua de formación ( $R_w$ )

## **Perfiles de Resistividad**

- Los perfiles de Resistividad se usan para: (1) determinar las zonas productivas de hidrocarburo vs. las de agua; (2) indicar zonas permeables; y (3) determinar porosidad a partir de la resistividad.
- La resistividad de una formación puede ser medida por los perfiles de inducción o de electrodo (Laterolog\*, los perfiles normales, Laterales, esféricamente enfocados, Microlog\*, Microlaterolog", y Proximidad \*).
- El perfil de inducción (perfil eléctrico de inducción o Perfil de Inducción Dual Enfocado) debe correrse en barros de perforación no saturados de sal (donde  $R_{mf} > 3 R_w$ ).
- Con el uso de las cartas, los perfiles de resistividad profunda tanto como el perfil de Inducción Dual Enfocado o del perfil Laterolog Dual\* con  $R_{xo}$  debe corregirse por los efectos de la invasión para determinar un valor más exacto de la verdadera resistividad de la formación ( $R_t$ ).

## **Perfiles de Rayos Gamma**

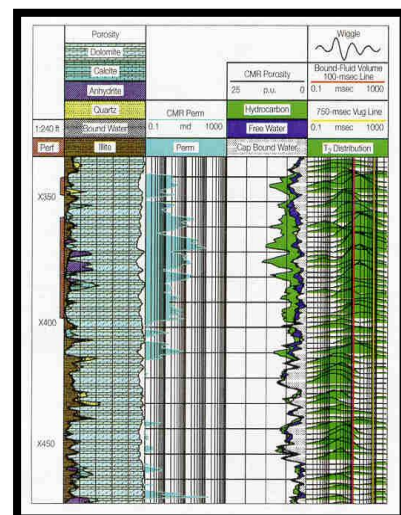
- Los perfiles de rayo de gamma son perfiles de litología que miden la radioactividad natural de una formación.
- Los perfiles de rayo de gamma se usan para:
  1. Identificar litologías
  2. Correlacionar formaciones
  3. Calcular el volumen de lutitas presentes.

## Perfiles de Porosidad

- Los tres tipos de perfiles de porosidad son: (1) sónico, (2) de densidad, y (3) el neutrónico.
- El perfil sónico es un perfil de porosidad que mide el intervalo de tiempo de tránsito ( $\Delta$ ) de una onda compresional de sonido a través de un pie de formación. La unidad de medida es microsegundos por pie ( $\mu$  sec / ft). El tiempo de tránsito en un intervalo de formación se relaciona con la porosidad de la formación.
- El perfil de densidad es un perfil de porosidad que mide la densidad de electrones de una formación. La densidad de electrones de una formación está relacionada a la densidad en volumen de la formación ( $\rho_b$ ) en gm/cc. La densidad en volumen, a su vez, se puede relacionar con la porosidad de la formación.
- El perfil del neutrónico es un perfil de porosidad que mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. En formaciones libres de arcillosidad, donde la porosidad está llena con agua, el perfil neutrónico puede relacionarse a la porosidad llena de agua.
- en depósitos de gas, el perfil neutrónico registra una porosidad más baja que la porosidad verdadera de la formación porque el gas tiene una concentración de iones de hidrógeno más baja que petróleo o el agua (efecto de gas).
- El Perfil Neutrón-densidad es un perfil combinado de porosidad. La porosidad puede determinarse desde un Perfil de Neutrón-densidad tanto por una carta de crossplot o por fórmula.

**Fig. 3.2.- Perfil de pozo modelo**  
**Fuente: Apuntes Perfilaje-PDF**

En la **figura 3.2** está reflejado un perfil de pozo modelo, el mismo que expresa similitud con uno real.



### 3.8.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ROCA

#### 3.8.2.1 SATURACIÓN DEL AGUA – POROSIDAD – RESISTIVIDAD DEL AGUA

##### 3.8.1.1.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE

Los siguientes datos fueron determinados sobre la base de interpretación de perfiles eléctricos, mapas y análisis de núcleos obtenidos para un reservorio dado. En este caso para los reservorios del campo Pacoa.

| NIVEL            | INTERVALOS<br>(PIES)                | POROSIDAD<br>(%) | RW<br>(OHM-M) | RT<br>(OHM-M) | SW<br>(%) |
|------------------|-------------------------------------|------------------|---------------|---------------|-----------|
| <b>Pacoa-001</b> |                                     |                  |               |               |           |
| B                | 2219-2232<br>2250- 2272             | 21               | 0.20          | 5             | 74        |
| C                | 1826-1855                           | 18               | 0.24          | 16            | 49        |
| D                | 1454-1462<br>1484-1506<br>1525-1548 | 18               | 0.19          | 5             | 68        |
| <b>Pacoa-002</b> |                                     |                  |               |               |           |
| B                | 2450-2472                           | 22               | 0.20          | 6             | 43.40     |
| C                | 2097-2117                           | 18               | 0.24          | 10            | 51.90     |
| D                | 1770-1795<br>1747-1755              | 25               | 0.19          | 7             | 38.00     |
| <b>Pacoa-004</b> |                                     |                  |               |               |           |
| B                | 2202-2224                           | 19.6             | 0.20          | 3             | 54.80     |
| C                | 1543-1578                           | 19.7             | 0.24          | 12            | 56.10     |
| D                | 1770-1795<br>1747-1755              | 21.4             | 0.19          | 5             | 58.50     |
| <b>Pacoa-005</b> |                                     |                  |               |               |           |
| B                | 1738-1758                           | 49               | 0.20          | 12            | 18        |
| C                | 1484-1500                           | 45               | 0.24          | 5.1           | 31        |
| D                | 1220-1232<br>1346-1357              | 37               | 0.19          | 8             | 29        |
| E                | 2092-2122<br>2760-2780              | 45               | 0.21          | 8             | 24        |
| <b>Pacoa-010</b> |                                     |                  |               |               |           |
| B                | 1618-1630<br>1688-1699<br>1708-1713 | 37               | 0.20          | 52            | 10        |
| C                | 1388-1414                           | 15               | 0.24          | 55            | 25        |
| D                | 1052-1058<br>1064-1074              | 34               | 0.19          | 19            | 20        |

|                  |                  |              |             |            |              |
|------------------|------------------|--------------|-------------|------------|--------------|
| <b>E</b>         | <b>2056-2077</b> | <b>45</b>    | <b>0.21</b> | <b>7.2</b> | <b>26</b>    |
| <b>Pacoa-011</b> |                  |              |             |            |              |
| <b>B</b>         | <b>1686-1700</b> | <b>40</b>    | <b>0.20</b> | <b>4</b>   | <b>40</b>    |
|                  | <b>1786-1806</b> |              |             |            |              |
| <b>C</b>         | <b>1490-1500</b> | <b>30</b>    | <b>0.24</b> | <b>18</b>  | <b>20</b>    |
|                  | <b>870-890</b>   |              |             |            |              |
| <b>D</b>         | <b>915-930</b>   | <b>30</b>    | <b>0.19</b> | <b>8</b>   | <b>30</b>    |
|                  | <b>1098-1116</b> |              |             |            |              |
| <b>Pacoa-022</b> |                  |              |             |            |              |
| <b>B</b>         | <b>1932-1942</b> | <b>25</b>    | <b>0.20</b> | <b>5</b>   | <b>63.40</b> |
|                  | <b>2030-2042</b> |              |             |            |              |
| <b>C</b>         | <b>1710-1722</b> | <b>19.03</b> | <b>0.24</b> | <b>7</b>   | <b>65.63</b> |
|                  | <b>1732-1740</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>1336-1348</b> |              |             |            |              |
| <b>D</b>         | <b>1388-1404</b> | <b>24.52</b> | <b>0.19</b> | <b>6</b>   | <b>66.96</b> |
|                  | <b>1588-1600</b> |              |             |            |              |
| <b>Pacoa-025</b> |                  |              |             |            |              |
|                  | <b>1746-1786</b> |              |             |            |              |
| <b>D</b>         | <b>1812-1826</b> | <b>24</b>    | <b>0.19</b> | <b>16</b>  | <b>31</b>    |
|                  | <b>1866-1882</b> |              |             |            |              |
| <b>C</b>         | <b>2124-2152</b> | <b>28</b>    | <b>0.24</b> | <b>19</b>  | <b>24</b>    |
| <b>B</b>         | <b>2372-2383</b> | <b>39</b>    | <b>0.20</b> | <b>13</b>  | <b>22</b>    |
| <b>Pacoa-040</b> |                  |              |             |            |              |
|                  | <b>1177-1188</b> |              |             |            |              |
| <b>C</b>         | <b>1378-1398</b> | <b>28</b>    | <b>0.24</b> | <b>20</b>  | <b>24</b>    |
|                  | <b>1602-1618</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>1834-1850</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>1888-1892</b> |              |             |            |              |
| <b>B</b>         | <b>1908-1912</b> | <b>26</b>    | <b>0.20</b> | <b>23</b>  | <b>23</b>    |
|                  | <b>1936-1940</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>1945-1955</b> |              |             |            |              |
| <b>Pacoa-042</b> |                  |              |             |            |              |
| <b>D</b>         | <b>1118-1128</b> | <b>25</b>    | <b>0.19</b> | <b>20</b>  | <b>26</b>    |
|                  | <b>1218-1234</b> |              |             |            |              |
| <b>C</b>         | <b>1530-1546</b> | <b>21</b>    | <b>0.24</b> | <b>5</b>   | <b>67</b>    |
|                  | <b>1560-1564</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>1954-1964</b> |              |             |            |              |
| <b>B</b>         | <b>1972-1976</b> | <b>21</b>    | <b>0.20</b> | <b>30</b>  | <b>25</b>    |
|                  | <b>1990-1994</b> |              |             |            |              |
|                  | <b>2440-2464</b> |              |             |            |              |
| <b>E</b>         | <b>2645-2657</b> | <b>28</b>    | <b>0.21</b> | <b>6</b>   | <b>46</b>    |
|                  | <b>3040-3066</b> |              |             |            |              |

**Tabla 3.14.- Propiedades Petrofísicas de los pozos**  
**Fuente: E.P Petroecuador.**

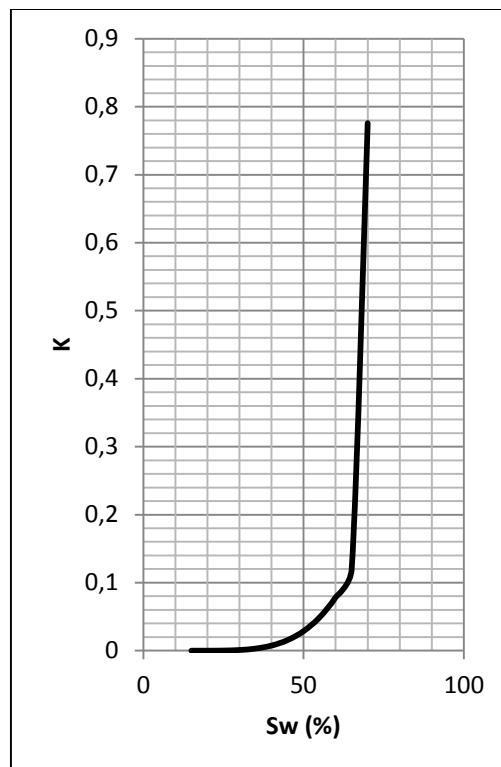
En la **tabla 3.14** podemos observar que tenemos datos de porosidad, resistividad del agua y saturación del agua. Estos parámetros son de mucha importancia en lo que ha yacimientos se refiere y también para nuestra investigación.

Se puede interpretar que existen valores tanto para cada pozo, nivel e intervalo, estos datos los evaluaremos posteriormente y determinaremos un promedio para utilizarlos de la manera más correcta posible.

En el Apéndice, se encuentran ubicados los registros eléctricos de estos pozos, los cuales fueron utilizados e interpretados para determinar todos los datos que están reflejados en la **tabla 3.14**.

### 3.8.2.2 SATURACIÓN INICIAL DE AGUA

Al inicio la roca estaba 100% saturada de agua, con la migración del aceite empujó esta agua pero no la desplazó el 100%, sino que quedó un 15% que fue causa de la migración.



**Fig.3.3.- Saturación de agua vs Krw.**

**Elaborado por: Autor.**

### 3.8.2.3 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

#### 3.8.2.3.1 CORRELACIÓN PARA LA K

Para estimación de este parámetro contamos con la correlación siguiente:

**Correlación de Timur:**

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

La correlación presenta una relación que se realizó en laboratorios, para estimar permeabilidad de areniscas a partir de la medida de **porosidad ( $\phi$ )** y **saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ )**.

Como podemos observar contamos con información de Saturación y porosidad, la única incógnita que tendríamos es la permeabilidad (**K**), que a su vez es el parámetro que deseamos conocer.

**Estimaciones de permeabilidades de los pozos pertenecientes a los reservorios B, C Y D**

| Pozos     | $\phi(\%)$   |              |             | Swi  | Permeabilidad (md) |              |             |
|-----------|--------------|--------------|-------------|------|--------------------|--------------|-------------|
|           | Reservorio B | Reservorio C | ReservorioD |      | Reservorio B       | Reservorio C | ReservorioD |
| Pacoa-001 | 0,21         | 0,18         | 0,18        | 0,15 | 40                 | 20           | 20          |
| Pacoa-002 | 0,22         | 0,18         | 0,25        | 0,15 | 49                 | 20           | 86          |
| Pacoa-004 | 0,196        | 0,197        | 0,214       | 0,15 | 29                 | 30           | 43          |
| Pacoa-005 | 0,49         | 0,45         | 0,37        | 0,15 | 1653               | 1136         | 480         |
| Pacoa-010 | 0,37         | 0,15         | 0,34        | 0,15 | 480                | 9            | 331         |
| Pacoa-011 | 0,4          | 0,3          | 0,3         | 0,15 | 677                | 191          | 191         |
| Pacoa-022 | 0,25         | 0,1903       | 0,2452      | 0,15 | 86                 | 26           | 79          |
| Pacoa-025 | 0,39         | 0,28         | 0,24        | 0,15 | 605                | 141          | 71          |
| Pacoa-040 | 0,26         | 0,28         | 0,24        | 0,15 | 102                | 141          | 71          |
| Pacoa-042 | 0,21         | 0,21         | 0,25        | 0,15 | 40                 | 40           | 86          |

**Tabla 3.15.- Datos de Porosidades y estimación de Permeabilidad.  
Elaborado por: Autor**

Los valores de porosidad que se utilizaron están basados en los datos de la **tabla 3.14**, y son ingresados en fracción, los cálculos realizados en este numeral se encuentran detallados en la **tabla 3.15**. Que ha sido elaborada por medio de una hoja de cálculo en el programa **Microsoft Excel**.

### **3.9 CÁLCULOS PETROFÍSICOS PROMEDIO**

#### **3.9.1 POROSIDAD PROMEDIO**

Como es lógico suponer, las medidas de porosidad realizadas en los yacimientos serán ligeramente diferentes unas de otras.

Para realizar algunos cálculos de ingeniería es necesario entonces asignar una porosidad a todo el yacimiento que represente el promedio de todos los valores disponibles de porosidad. Existen diferentes formas para calcular dicho promedio, para lo cual nosotros utilizaremos:

##### **3.9.1.1 PROMEDIO ARITMÉTICO**

Es el más sencillo y consiste en determinar la media aritmética de las porosidades:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n}$$

Ec. 3.4



### 3.9.1.2 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD PROMEDIO

#### PROCESAMIENTO DE DATOS

| Pozo               | Porosidad, % |              |              |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|
|                    | RESERVORIO B | RESERVORIO C | RESERVORIO D |
| Pacoa-001          | 21           | 18           | 28           |
| Pacoa-002          | 22           | 18           | 25           |
| Pacoa-004          | 19,6         | 19,7         | 21,4         |
| Pacoa-005          | 49           | 45           | 37           |
| Pacoa-010          | 37           | 15           | 34           |
| Pacoa-011          | 40           | 30           | 30           |
| Pacoa-022          | 25           | 19,03        | 24,52        |
| Pacoa-025          | 39           | 28           | 24           |
| Pacoa-040          | 26           | 28           | 24           |
| Pacoa-042          | 21           | 21           | 25           |
| $\phi$ promedio; % | 30           | 24           | 24           |

Tabla 3.16.- Datos y Estimación de la porosidad promedio.

Elaborado por: Autor.

La **Tabla 3.16**, muestra la porosidad promedio que se ha evaluado a partir del muestreo de 10 pozos. Este dato ha sido evaluado por medio de la **Ecuación 3.4** y el empleo de los datos que se encuentran en la **Tabla 3.14**.

### 3.9.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA PROMEDIO

#### 3.9.2.1 PERMEABILIDAD ABSOLUTA PONDERADA POR PESO


La permeabilidad absoluta promedio para un sistema en paralelo puede expresarse en forma general de la siguiente manera:

$$\vec{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Ec. 3.5


### 3.9.2.2 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD PROMEDIO

Para la obtención de este dato emplearemos la **Ecuación 3.5**, independientemente para cada reservorio, acompañado de los datos de las **Tablas 3.14 y 3.15**.

|                  |                   |                   |            | RESERVORIO |     |   |  |
|------------------|-------------------|-------------------|------------|------------|-----|---|--|
| Permeabilidad, k | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h | k*h        | h   | k promedio, md  |  |
| 39               | 2219              | 2232              | 13         | 507        | 13  | 444   |  |
| 48               | 2450              | 2472              | 22         | 1056       | 22  |  |  |
| 29               | 2202              | 2224              | 22         | 638        | 22  |   |  |
| 1653             | 1738              | 1758              | 20         | 33060      | 20  |   |  |
| 480              | 1688              | 1699              | 11         | 5280       | 11  |   |  |
| 677              | 1686              | 1700              | 14         | 9478       | 14  |   |  |
| 86               | 1932              | 1942              | 10         | 860        | 10  |   |  |
| 605              | 2372              | 2383              | 11         | 6655       | 11  |   |  |
| 102              | 1908              | 1912              | 4          | 408        | 4   |   |  |
| 40               | 1972              | 1976              | 4          | 160        | 4   |   |  |
|                  |                   |                   | Σ          | 58102      | 131 |   |  |

**Tabla 3.17.- Datos de Permeabilidad absoluta promedio en el Reservorio B.**

Elaborado por: Autor.

|                  |                   |                   |            | RESERVORIO |     |   |  |
|------------------|-------------------|-------------------|------------|------------|-----|---|--|
| Permeabilidad, k | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h | k*h        | h   | k promedio, md  |  |
| 20               | 1826              | 1855              | 29         | 580        | 29  | 286   |  |
| 20               | 2097              | 2117              | 20         | 400        | 20  |  |  |
| 30               | 1543              | 1578              | 35         | 1050       | 35  |   |  |
| 1136             | 1448              | 1500              | 52         | 59072      | 52  |   |  |
| 9                | 1388              | 1414              | 26         | 234        | 26  |   |  |
| 191              | 1490              | 1500              | 10         | 1910       | 10  |   |  |
| 26               | 1710              | 1722              | 12         | 312        | 12  |   |  |
| 141              | 2124              | 2152              | 28         | 3948       | 28  |   |  |
| 141              | 1378              | 1398              | 20         | 2820       | 20  |   |  |
| 40               | 1530              | 1546              | 16         | 640        | 16  |   |  |
|                  |                   |                   | Σ          | 70966      | 248 |   |  |

**Tabla 3.18.- Datos de Permeabilidad absoluta promedio en el Reservorio C.**

Elaborado por: Autor.

|                  |                   |                   |                | RESERVORIO |     |                |
|------------------|-------------------|-------------------|----------------|------------|-----|----------------|
| Permeabilidad, k | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h(Ft) | (k*h)      | h   | k promedio, md |
| 20               | 1484              | 1506              | 22             | 440        | 22  | 114            |
| 86               | 1770              | 1795              | 25             | 2150       | 25  |                |
| 43               | 1770              | 1795              | 25             | 1075       | 25  |                |
| 480              | 1220              | 1232              | 12             | 5760       | 12  |                |
| 331              | 1052              | 1058              | 6              | 1986       | 6   |                |
| 191              | 1490              | 1500              | 10             | 1910       | 10  |                |
| 79               | 1710              | 1722              | 12             | 948        | 12  |                |
| 71               | 1812              | 1826              | 14             | 994        | 14  |                |
| 71               | 1812              | 1826              | 14             | 994        | 14  |                |
| 86               | 1118              | 1128              | 10             | 860        | 10  |                |
|                  |                   |                   | Σ              | 17117      | 150 |                |

**Tabla 3.19.- Datos de Permeabilidad absoluta promedio en el Reservoirio D.**

**Elaborado por: Autor.**

Las Tablas 3.17, 3.18 y 3.19 que fueron elaboradas en hoja de cálculo en **Microsoft Excel** nos indican el valor estimado de la permeabilidad promedio la cual fue calculada por medio de datos, tales como; porosidad, permeabilidad y espesores.

### 3.9.3 SATURACIÓN PROMEDIO

Para obtener un promedio adecuado de los datos de saturaciones se requiere que las saturaciones sean ponderadas de acuerdo con los intervalos de espesor, y de porosidad. La saturación promedio se calcula por la siguiente ecuación:

$$\bar{s}_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i s_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}$$

Ec. 3.6

#### 3.9.3.1 ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DEL AGUA PROMEDIO

##### PROCESAMIENTO DE DATOS

Las **tablas 3.20, 3.21 y 3.22** nos muestran los valores de saturaciones de agua promedio que se han obtenido por medio del procesamiento de la información que poseemos. Para la obtención de este dato tuvimos que emplear la **Ecuación 3.6**, independientemente para cada reservorio, así como datos de saturación de agua, espesores y porosidad.


|                 |                   |                   |            | RESERVORIO |       |        |   |
|-----------------|-------------------|-------------------|------------|------------|-------|--------|---|
| S. de Agua, (%) | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h | Sw*h*φ     | φ     | φ *h   | Sw promedio, (%)  |
| 0,74            | 2219              | 2232              | 13         | 2,0202     | 0,21  | 2,73   |  |
| 0,434           | 2450              | 2472              | 22         | 2,10056    | 0,22  | 4,84   |   |
| 0,548           | 2202              | 2224              | 22         | 2,362976   | 0,196 | 4,312  |   |
| 0,18            | 1738              | 1758              | 20         | 1,764      | 0,49  | 9,8    |   |
| 0,1             | 1688              | 1699              | 11         | 0,407      | 0,37  | 4,07   |   |
| 0,4             | 1686              | 1700              | 14         | 2,24       | 0,4   | 5,6    |   |
| 0,634           | 1932              | 1942              | 10         | 1,585      | 0,25  | 2,5    |   |
| 0,22            | 2372              | 2383              | 11         | 0,9438     | 0,39  | 4,29   |   |
| 0,23            | 1908              | 1912              | 4          | 0,2392     | 0,26  | 1,04   |   |
| 0,25            | 1972              | 1976              | 4          | 0,21       | 0,21  | 0,84   |   |
|                 |                   |                   | Σ          | 13,872736  |       | 40,022 |   |

Tabla 3.20.- Estimación de la Saturación de agua promedio en el Reservorio B.

Elaborado por: Autor.

|                 |                   |                   |            | RESERVORIO |        |         |                  |
|-----------------|-------------------|-------------------|------------|------------|--------|---------|------------------|
| S. de Agua, (%) | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h | Sw*h*φ     | φ      | φ *h    | Sw promedio, (%) |
| 0,49            | 1826              | 1855              | 29         | 2,5578     | 0,18   | 5,22    | 39               |
| 0,519           | 2097              | 2117              | 20         | 1,8684     | 0,18   | 3,6     |                  |
| 0,561           | 1543              | 1578              | 35         | 3,868095   | 0,197  | 6,895   |                  |
| 0,31            | 1484              | 1500              | 16         | 2,232      | 0,45   | 7,2     |                  |
| 0,25            | 1388              | 1414              | 26         | 0,975      | 0,15   | 3,9     |                  |
| 0,2             | 1490              | 1500              | 10         | 0,6        | 0,3    | 3       |                  |
| 0,6563          | 1710              | 1722              | 12         | 1,49872668 | 0,1903 | 2,2836  |                  |
| 0,24            | 2124              | 2152              | 28         | 1,8816     | 0,28   | 7,84    |                  |
| 0,24            | 1378              | 1398              | 20         | 1,344      | 0,28   | 5,6     |                  |
| 0,67            | 1530              | 1546              | 16         | 2,2512     | 0,21   | 3,36    |                  |
|                 |                   |                   | Σ          | 19,0768217 |        | 48,8986 |                  |

Tabla 3.21.-Estimación de la Saturación de agua promedio en el Reservoirio C.

Elaborado por: Autor.

|                 |                   |                   |            | RESERVORIO |        |         |                  |
|-----------------|-------------------|-------------------|------------|------------|--------|---------|------------------|
| S. de Agua, (%) | Profundidad 1, Ft | Profundidad 2, Ft | Espesor, h | Sw*h*φ     | φ      | φ *h    | Sw promedio, (%) |
| 0,68            | 1484              | 1506              | 22         | 4,1888     | 0,28   | 6,16    | 43               |
| 0,38            | 1770              | 1795              | 25         | 2,375      | 0,25   | 6,25    |                  |
| 0,585           | 1770              | 1795              | 25         | 3,12975    | 0,214  | 5,35    |                  |
| 0,29            | 1220              | 1232              | 12         | 1,2876     | 0,37   | 4,44    |                  |
| 0,2             | 1052              | 1058              | 6          | 0,408      | 0,34   | 2,04    |                  |
| 0,3             | 1490              | 1500              | 10         | 0,9        | 0,3    | 3       |                  |
| 0,6696          | 1710              | 1722              | 12         | 1,97023104 | 0,2452 | 2,9424  |                  |
| 0,31            | 1812              | 1826              | 14         | 1,0416     | 0,24   | 3,36    |                  |
| 0,28            | 1812              | 1826              | 14         | 0,9408     | 0,24   | 3,36    |                  |
| 0,26            | 1118              | 1128              | 10         | 0,65       | 0,25   | 2,5     |                  |
|                 |                   |                   | Σ          | 16,891781  |        | 39,4024 |                  |

Tabla 3.22.-Estimación de la Saturación de agua promedio en el Reservoirio D.

Elaborado por: Autor.

# CAPÍTULO IV

## INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO Y ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO – FR

### 4.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO PACOA

#### 4.1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIO DEL CAMPO PACOA

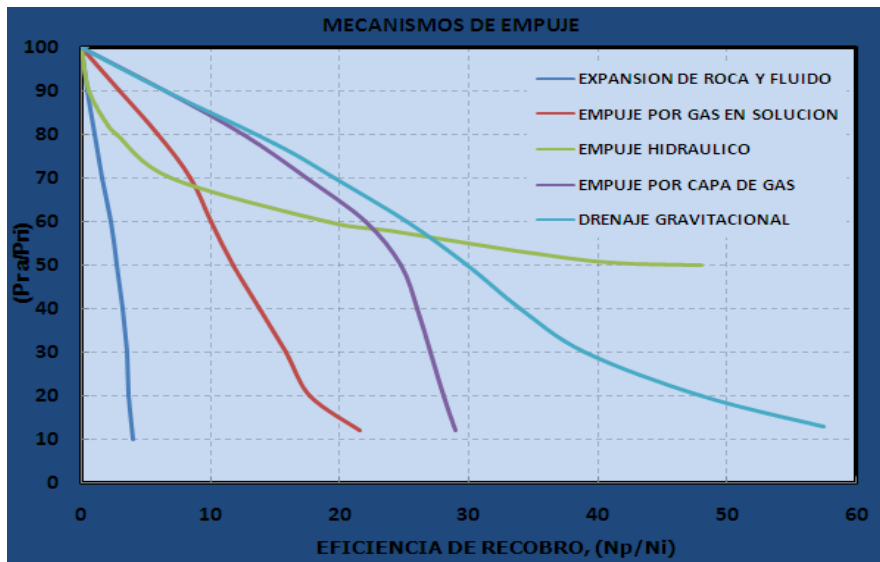
En la **tabla 4.1** se indican los valores de los parámetros petrofísicos promedio que hemos podido obtener basándonos en la investigación ejecutada en los pozos que fueron seleccionados para este trabajo, los datos se encuentran por reservorios.

| SUMARIO PETROFÍSICO PROMEDIO CAMPO PACOA |           |            |        |        |         |
|--|-----------|------------|--------|--------|---------|
| NIVEL                                    | Ho (pies) | $\Phi$ (%) | K (md) | Sw (%) | Swi (%) |
| D  | 39.38     | 26.54      | 114    | 43     | 15      |
| C  | 33.57     | 24.17      | 286    | 37     | 15      |
| B  | 25.4      | 29.96      | 444    | 35     | 15      |

**Tabla 4.1.- Sumario Petrofísico promedio de los pozos seleccionados.  
Elaborado por: Autor.**

## 4.2 FACTOR DE RECOBRO

Para calcular el Factor de Recobro primero tenemos que determinar qué tipos de mecanismos de empuje de fluido predominan en el reservorio los cuales se ilustran en la **Fig. 4.1.**



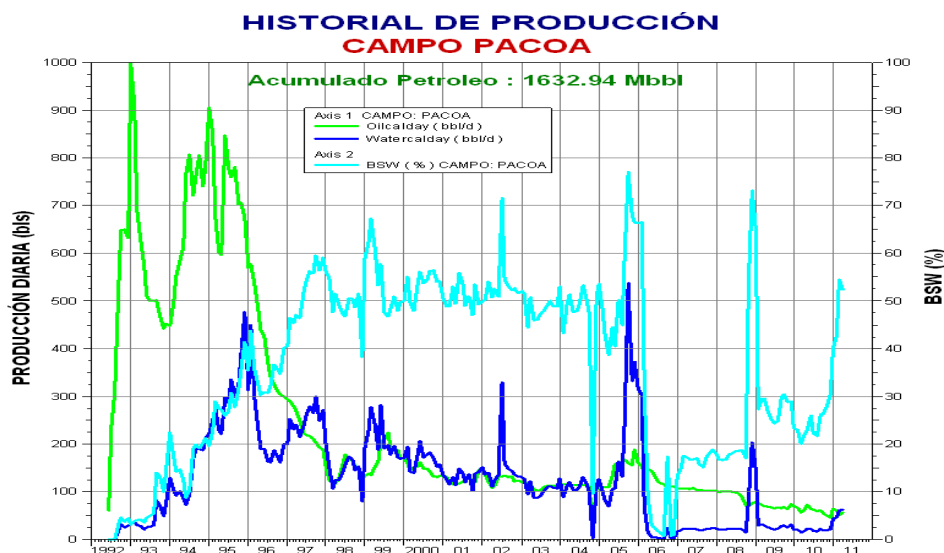
**Fig. 4.1.- Mecanismos de Empuje – Estadísticas Internacionales**  
Fuente: Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.

En un reservorio, el recobro puede depender de una combinación de estos mecanismos. Sin embargo es poco usual atribuirlo a uno solo. Todos los mecanismos pueden estar presentes y ninguno puede ser excluido, aunque uno de estos puede dominar y los otros convertirse en minoritarios.

En alguna etapa de la vida del reservorio la presión caerá por debajo del punto de burbuja, por tanto, este mecanismo de empuje siempre estará presente en estas circunstancias, sin embargo el único caso en el cual el empuje por **gas en solución** sea el dominante será cuando no exista empuje hidráulico o su influencia sea muy pequeña, y este es el caso del Campo Pacoa.

#### 4.2.1 MECANISMO DE EMPUJE DEL ÁREA

En la **fig. 4.2** se presenta una curva tipo del comportamiento de producción del Campo Pacoa. Típicamente las producciones iniciales declinan bruscamente en periodos relativamente cortos, para luego, con porcentajes de declinación cada vez menores alcanzar los niveles actuales de producción. Este comportamiento es característico de **yacimientos de gas en solución**.



**Fig. 4.2** Historial de producción Campo Pacoa  
**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Pacoa Junio 2011-E.P. Petroecuador.

Las siguientes evidencias sugieren que los yacimientos se encontraban originalmente muy cerca de la presión de saturación o ligeramente bajo saturado son:

- Rápida declinación de la producción de los pozos durante el inicio de su explotación.
- Ausencia de capa de gas inicial.

La **tabla 4.6** que se muestra más adelante, presenta una guía para la determinación del mismo, pues comparando con la información podemos definir a qué tipo de empuje obedece el campo en general.

Con los antecedentes mencionados y los parámetros descritos, aseveramos que el mecanismo de empuje del campo es el de **gas en solución**.



#### 4.2.2 CORRELACIÓN API PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO

Históricamente, el Campo Pacoa ha sido predominantemente interpretado como un yacimiento con empuje de gas en solución, pues así lo determinan los estudios y parámetros existentes.

Con lo descrito antes podemos estimar el **Factor de recobro** mediante la siguiente correlación API:

**Para Gas en solución**

$$FR = 41.85 \left\{ \phi \left[ \frac{1 - S_{wi}}{B_{ob}} \right] \right\}^{0.1611} \left[ \frac{K}{\mu_{ob}} \right]^{0.0979} S_{wi}^{0.3722} \left[ \frac{P_b}{P_a} \right]^{0.1741}$$

Ec. 4.1

FR, Factor de recobro, (%).

$\phi$ , Porosidad, (Fracción).

$S_{wi}$ , Saturación inicial de agua, (Fracción)

K, Permeabilidad, darcys.

$\mu_{ob}$ , viscosidad a  $P_b$ , cp.

$B_{ob}$ , Factor volumétrico del petróleo a  $P_b$ , BNY/BN.

$P_b$ , Presión de burbuja, psia.

$P_a$ , presión de abandono, psia.

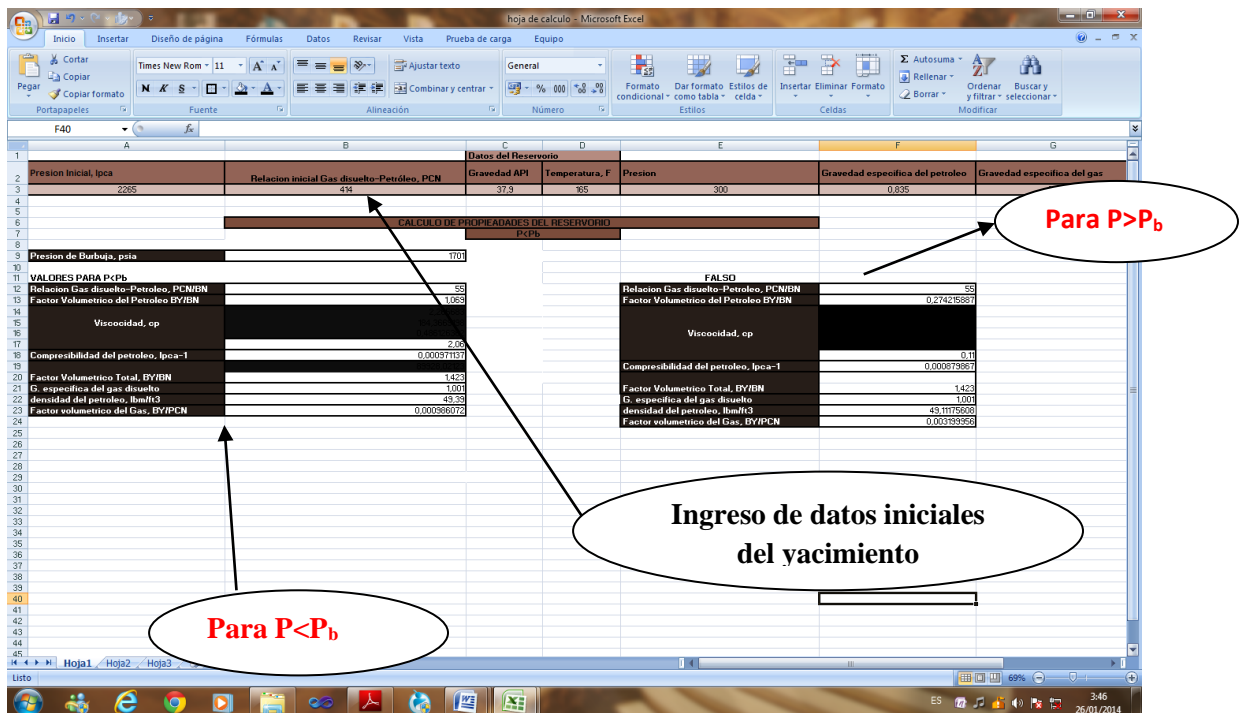
## 4.3 DISEÑO DE HOJA DE CÁLCULO PARA ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE FLUIDOS

### 4.3.1 MICROSOFT EXCEL

Microsoft Corporation ofrece esta hoja de cálculo empleada en el sistema operativo Windows, que facilita el manejo y análisis de las diferentes ecuaciones, gráficos y tablas a emplearse en el estudio.

### 4.3.2 ELABORACIÓN DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LAS PROPIEDADES

En diseño matemático en el cual emplearemos las correlaciones, que ya elegimos en el **Capítulo III**, lo realizaremos por medio del programa **Microsoft Excel**.



**Fig. 4.3.- Pantalla de la Hoja de cálculo para estimación de las Propiedades PVT**

**Elaborado por: Autor**

En la **Fig. 4.3** podemos observar que la pantalla presenta iconos para ingresar los datos iniciales del pozo.

De igual forma esta procesa los datos que hemos ingresado y nos da los resultados de las propiedades de fluidos, tanto para  $P < P_b$ , o  $P > P_b$ .

#### 4.4 PROPIEDADES DE FLUIDO DEL CAMPO PACOA

##### 4.4.1 PROPIEDADES PVT EN EL RESERVORIO B

| Estimación PVT. Propiedades del Campo Pacoa                       |                |                |                 |                                      |                |                |                        |                |       |  |  |
|---|----------------|----------------|-----------------|--------------------------------------|----------------|----------------|------------------------|----------------|-------|--|--|
| Presión   | R <sub>s</sub> | B <sub>g</sub> | B <sub>o</sub>  | RL(R <sub>si</sub> -R <sub>s</sub> ) | B <sub>t</sub> | μ <sub>o</sub> | C <sub>o</sub>         | ρ <sub>o</sub> | z     |  |  |
| 983   | 118            | 0,002318       | 1,084           | 0                                    | 1,084          | 5,07           | 16,18*10 <sup>-4</sup> | 47,31          | 0,815 |  |  |
| 505   | 118            | 0,004978       | 1,085           | 0                                    | 1,085          | 3,49           | 2,98*10 <sup>-4</sup>  | 49,12          | 0,899 |  |  |
| 423   | 118            | 0,006002       | 1,086           | 0                                    | 1,086          | 2,565          | 12,28*10 <sup>-4</sup> | 49,8           | 0,908 |  |  |
| 395   | 109            | 0,006428       | 1,056           | 9                                    | 1,114          | 2,666          | 13,09*10 <sup>-4</sup> | 49,94          | 0,915 |  |  |
| 367   | 101            | 0,007032       | 1,053           | 17                                   | 1,173          | 2,756          | 14,07*10 <sup>-4</sup> | 49,97          | 0,923 |  |  |
| 339   | 92             | 0,007663       | 1,05            | 26                                   | 1,249          | 2,875          | 15,14*10 <sup>-4</sup> | 49,99          | 0,929 |  |  |
| 311   | 84             | 0,008406       | 1,046           | 34                                   | 1,332          | 2,984          | 16,47*10 <sup>-4</sup> | 50,08          | 0,935 |  |  |
| 283   | 75             | 0,009337       | 1,043           | 43                                   | 1,444          | 3,121          | 17,94*10 <sup>-4</sup> | 50,1           | 0,945 |  |  |
| 255   | 67             | 0,010428       | 1,039           | 51                                   | 1,571          | 3,254          | 19,84*10 <sup>-4</sup> | 50,18          | 0,951 |  |  |
| 227   | 59             | 0,0118         | 1,036           | 59                                   | 1,732          | 3,399          | 22,18*10 <sup>-4</sup> | 50,22          | 0,958 |  |  |
| 199   | 51             | 0,013489       | 1,033           | 67                                   | 1,937          | 3,559          | 25,15*10 <sup>-4</sup> | 50,25          | 0,96  |  |  |
| 171   | 44             | 0,015828       | 1,03            | 74                                   | 2,201          | 3,713          | 29,32*10 <sup>-4</sup> | 50,3           | 0,968 |  |  |
| 143   | 36             | 0,018967       | 1,027           | 82                                   | 2,582          | 3,907          | 37,73*10 <sup>-4</sup> | 50,34          | 0,97  |  |  |
| 115   | 29             | 0,023852       | 1,025           | 89                                   | 3,148          | 4,092          | 43,23*10 <sup>-4</sup> | 50,34          | 0,981 |  |  |
| 87  | 22             | 0,031818       | 1,022           | 96                                   | 4,077          | 4,304          | 57,35*10 <sup>-4</sup> | 50,39          | 0,99  |  |  |
| 15  | 7              | 0,186409       | 1,016           | 111                                  | 21,70          | 4,836          | 437,8*10 <sup>-4</sup> | 50,47          | 1,000 |  |  |
| SourcesForAbove Data  |                |                | Presión inicial |                                      |                |                |                        |                |       |  |  |
| °API= 40,8<br>Rsi=118 PCN<br>Pi=983 lpca<br>Tf=97 °F<br>γg =0,772 |                |                | Presión actual  |                                      |                |                |                        |                |       |  |  |
|   |                |                | Presión Burb    |                                      |                |                |                        |                |       |  |  |

Tabla 4.2.- Estimación de datos PVT en el reservorio B

Elaborado por: Autor.

#### 4.4.2 PROPIEDADES PVT EN EL RESERVORIO C

**Estimación PVT. Propiedades del Campo Pacoa**

| Presión  | R <sub>s</sub> | B <sub>g</sub> | B <sub>o</sub>  | RL(R <sub>si</sub> -<br>R <sub>s</sub> ) | B <sub>t</sub> | μ <sub>o</sub> | C <sub>o</sub>         | ρ <sub>o</sub> | z     |
|--|----------------|----------------|-----------------|--|----------------|----------------|------------------------|----------------|-------|
| 981  | 110            | 0,002436       | 1,066           | 0  | 1,066          | 32,32          | 1,519*10 <sup>-4</sup> | 50,1           | 0,861 |
| 535  | 110            | 0,004732       | 1,072           | 0  | 1,072          | 8,94           | 2,98*10 <sup>-4</sup>  | 51,4           | 0,912 |
| 484  | 110            | 0,005242       | 1,054           | 0  | 1,054          | 5,612          | 8,78*10 <sup>-4</sup>  | 51,87          | 0,914 |
| 456  | 103            | 0,005607       | 1,056           | 7  | 1,09           | 5,828          | 9,29*10 <sup>-4</sup>  | 49,94          | 0,921 |
| 428  | 96             | 0,006019       | 1,048           | 14                                       | 1,132          | 6,059          | 9,87*10 <sup>-4</sup>  | 52             | 0,928 |
| 400  | 88             | 0,006454       | 1,045           | 22                                       | 1,187          | 6,346          | 1,04*10 <sup>-4</sup>  | 49,99          | 0,93  |
| 372  | 82             | 0,006977       | 1,043           | 28                                       | 1,238          | 6,576          | 1,12*10 <sup>-4</sup>  | 50,08          | 0,935 |
| 344  | 75             | 0,007586       | 1,040           | 35                                       | 1,306          | 6,866          | 12,13*10 <sup>-4</sup> | 52,15          | 0,94  |
| 316  | 68             | 0,008328       | 1,037           | 42                                       | 1,386          | 7,174          | 13,13*10 <sup>-4</sup> | 52,22          | 0,945 |
| 288  | 61             | 0,009157       | 1,035           | 49                                       | 1,484          | 7,512          | 14,31*10 <sup>-4</sup> | 52,23          | 0,95  |
| 260  | 55             | 0,01025        | 1,032           | 55                                       | 1,596          | 7,84           | 15,84*10 <sup>-4</sup> | 52,31          | 0,96  |
| 232  | 48             | 0,011607       | 1,030           | 62                                       | 1,75           | 8,258          | 17,58*10 <sup>-4</sup> | 52,33          | 0,97  |
| 204  | 42             | 0,013268       | 1,027           | 68                                       | 1,929          | 8,635          | 19,95*10 <sup>-4</sup> | 52,41          | 0,975 |
| 176  | 36             | 0,015458       | 1,025           | 74                                       | 2,169          | 9,058          | 23,06*10 <sup>-4</sup> | 52,44          | 0,98  |
| 148  | 30             | 0,01857        | 1,023           | 80                                       | 2,509          | 9,509          | 57,35*10 <sup>-4</sup> | 52,47          | 0,99  |
| 15   | 5              | 0,18507        | 1,014           | 105                                      | 20,44          | 12,03          | 337,7*10 <sup>-4</sup> | 52,62          | 1,00  |
| SourcesForAbove Data   |                |                | Presión inicial |  |                |                |                        |                |       |
| °API= 34<br>Rsi=110PCN<br>Pi=981lpc<br>Tf=93 °F<br>ρg =0,772 |                |                | Presión actual  |  |                |                |                        |                |       |
|  |                |                | Presión Burb    |  |                |                |                        |                |       |

Tabla 4.3.- Estimación de datos PVT en el reservorio C

Elaborado por: Autor.

#### 4.4.3 PROPIEDADES PVT EN EL RESERVOIRIO D

**Estimación PVT. Propiedades del Campo Pacoa**

| Presión   | R <sub>s</sub> | B <sub>g</sub> | B <sub>o</sub>  | RL(R <sub>si</sub> -<br>R <sub>s</sub> ) | B <sub>t</sub> | μ <sub>o</sub> | C <sub>o</sub>         | ρ <sub>o</sub> | Z     |
|---|----------------|----------------|-----------------|--|----------------|----------------|------------------------|----------------|-------|
| 664   | 105            | 0,00366        | 1,046           | 0  | 1,046          | 16,33          | 2,26*10 <sup>-4</sup>  | 51,26          | 0,87  |
| 464   | 105            | 0,005479       | 1,079           | 0  | 1,079          | 6,05           | 9,39*10 <sup>-4</sup>  | 51,48          | 0,91  |
| 335   | 73             | 0,007672       | 1,041           | 32                                       | 1,287          | 6,058          | 12,80*10 <sup>-4</sup> | 51,96          | 0,92  |
| 327   | 71             | 0,008031       | 1,040           | 34                                       | 1,313          | 6,127          | 13,09*10 <sup>-4</sup> | 51,99          | 0,94  |
| 299   | 64             | 0,008829       | 1,038           | 41                                       | 1,400          | 6,407          | 14,23*10 <sup>-4</sup> | 52             | 0,945 |
| 271   | 57             | 0,009793       | 1,035           | 48                                       | 1,505          | 6,714          | 15,58*10 <sup>-4</sup> | 52,07          | 0,95  |
| 243   | 51             | 0,010979       | 1,033           | 54                                       | 1,626          | 6,998          | 17,36*10 <sup>-4</sup> | 52,1           | 0,955 |
| 215   | 45             | 0,012474       | 1,030           | 60                                       | 1,778          | 7,3            | 19,58*10 <sup>-4</sup> | 52,17          | 0,96  |
| 187   | 38             | 0,014372       | 1,028           | 67                                       | 1,991          | 7,702          | 22,24*10 <sup>-4</sup> | 52,19          | 0,962 |
| 159   | 32             | 0,017043       | 1,025           | 73                                       | 2,269          | 8,02           | 26,04*10 <sup>-4</sup> | 52,27          | 0,97  |
| 131   | 27             | 0,020792       | 1,023           | 78                                       | 2,645          | 8,411          | 31,96*10 <sup>-4</sup> | 52,31          | 0,975 |
| 103   | 21             | 0,02658        | 1,021           | 84                                       | 3,254          | 8,849          | 40,46*10 <sup>-4</sup> | 52,34          | 0,98  |
| 75  | 16             | 0,036541       | 1,019           | 89                                       | 4,271          | 9,262          | 56,72*10 <sup>-4</sup> | 52,36          | 0,981 |
| 47  | 11             | 0,058547       | 1,018           | 94                                       | 6,521          | 9,711          | 94,41*10 <sup>-4</sup> | 52,37          | 0,985 |
| 19  | 6              | 0,145563       | 1,016           | 99                                       | 15,427         | 10,175         | 267,1*10 <sup>-4</sup> | 52,41          | 0,99  |
| 15  | 5              | 0,186242       | 1,015           | 100                                      | 19,639         | 10,277         | 347,1*10 <sup>-4</sup> | 52,45          | 1,000 |
| SourcesForAbove Data  |                |                | Presión inicial |  |                |                |                        |                |       |
| °API= 34.3<br>Rsi=105 PCN<br>Pi=664lpc<br>Tf=96.5 °F<br>gg =0,772 |                |                | Presión actual  |  |                |                |                        |                |       |
|   |                |                | Presión Burb    |  |                |                |                        |                |       |

**Tabla 4.4.- Estimación de datos PVT en el reservorio D.**

**Elaborado por: Autor.**

Las **tablas 4.2, 4.3 y 4.4**, indican los valores obtenidos una vez ejecutado el estudio PVT.

Presenta Rango de datos a **P**inicial, **P** burbujeo y a **P**actual.

Las correlaciones que se emplean para estos cálculos se determinaron en el **Capítulo III**.

#### 4.5 ESTIMAR FR- FACTOR DE RECOBRO

Con todos los datos que tenemos en los literales 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 estimaremos cual es el valor del Factor Recobro para cada reservorio presente en el yacimiento Campo Pacoa.

Con todo lo dicho anteriormente asumimos que nuestro yacimiento produce por el método de gas en solución de esta manera optamos por utilizar la **ecuación 4.1**.

| RESERVORIO | $\phi$<br>(Fracción) | Swi<br>(Fracción) | Bob<br>(BY/BN) | K<br>(darcys) | $\mu_{ob}$<br>(cp) | Pb<br>(psia) | Pa<br>(psia) | FR (%) |
|------------|----------------------|-------------------|----------------|---------------|--------------------|--------------|--------------|--------|
| B          | 0.2996               | 0.15              | 1.086          | 0.444         | 2.565              | 423          | 200          | 15.6   |
| C          | 0.2417               | 0.15              | 1.05           | 0.286         | 2.565              | 484          | 200          | 14.9   |
| D          | 0.2654               | 0.15              | 1.079          | 0.114         | 6.05               | 464          | 200          | 12.4   |

Tabla 4.5 Estimación del Factor de Recobro.

Elaborado por: Autor.

En la **tabla 4.5** podemos ver todos los parámetros que fueron necesarios para la estimación del FR, de la misma manera esta detallado el valor estimado del nuevo Factor de Recobro.

A continuación en la **tabla 4.6** se presenta un resumen basado en estadísticas internacionales donde se pueden observar el factor de recobro referente, asociado al mecanismo de producción presente en el Campo Pacoa. Como podemos ver nuestros datos estimados para FR se encuentran dentro de un rango confiable.

| CAMPO PACOA                             |                                 |  |  |                         |  |
|---|---------------------------------|--|--|-------------------------|--|
| FACTOR DE RECOBRO - MECANISMO DE EMPUJE |                                 |  |  |                         |  |
| Mecanismo                               | Presión del reservorio          | Relación gas-Petróleo                                  | Producción de Agua   | Factor de Recobro       | Otros  |
| Empuje por gas en solución              | Declina rápida y continuamente. | Primero baja. Luego sube a un máximo y cae nuevamente. | Ninguna (excepto en reservorios con alta saturación de agua) | 5%-35%<br>Promedio: 20% | Requiere métodos de levantamiento artificial al comienzo de la producción. |

Tabla 4.6.- Factor de Recobro vs. Mecanismo de Empuje.

Elaborado por: Autor

# CAPÍTULO V

## ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

### 5.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

El yacimiento del campo Pacoa posee tres reservorios los cuales son: el nivel **B**, **C** y **D**.

| Sumario Petrofísico del Campo Pacoa |         |            |        |        |         |
|-------------------------------------|---------|------------|--------|--------|---------|
| Nivel                               | Ho (Ft) | $\phi$ (%) | K (md) | Sw (%) | Swi (%) |
| <b>B</b>                            | 25.4    | 29.96      | 444    | 35     | 15      |
| <b>C</b>                            | 33.57   | 24.17      | 286    | 37     | 15      |
| <b>D</b>                            | 39.38   | 26.54      | 114    | 43     | 15      |

Tabla 5.1.- Parámetros Petrofísicos Campo Pacoa.

Elaborado por: Autor.

La **tabla 5.1** indica que el reservorio **B**, presenta los siguientes valores;  $\phi = 29.96\%$ ,  $K = 44 \text{ md}$  y una  $S_w = 35\%$ , El reservorio **C** posee una porosidad con un porcentaje más bajo que la del **B** con un  $24.17 \%$ , la permeabilidad más elevada de  $286 \text{ md}$ , lo cual nos indica que no siempre un índice de  $\phi$  puede ser directamente proporcional a la  $K$ , la saturación de agua así mismo sufre un pequeño incremento del  $2\%$ .

En tanto que el nivel **D** presenta una  $\phi$  mayor en comparación que con los niveles **B** y **C** con un valor del  $39.38\%$ , la  $K$  posee un valor de  $114 \text{ md}$  para terminar con una  $S_w$  mucho mayor que la de sus dos niveles vecinos, esta con un valor del  $43\%$ .

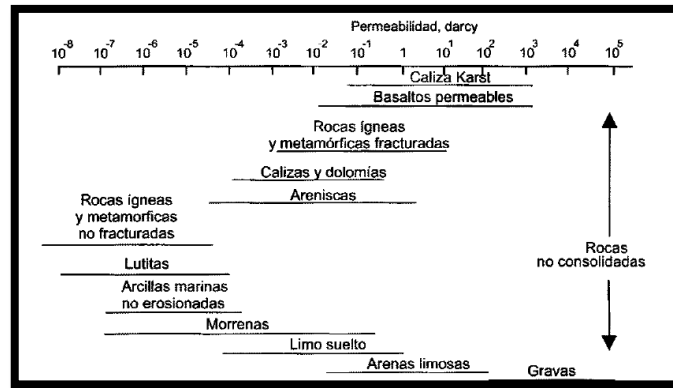
Comparando las propiedades llegamos a lo siguiente:

$$\phi_D > \phi_C > \phi_B; K_C > K_D > K_B; S_{wB} < S_{wC} < S_{wD}; S_{wiC} = S_{wiB} = S_{wiD}$$

| Calidad   | Porosidad % |
|-----------|-------------|
| Muy buena | > 20        |
| Buena     | 15 – 20     |
| Moderada  | 10 a 15     |
| Pobre     | 5 a 10      |
| Muy Pobre | < 5         |

TABLA 5.2.- Calidad de la porosidad. FUENTE: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Magdalena Paris de Ferrer).

Como indica la **tabla 5.2**, que para yacimientos de  $\phi > 20$  se los puede denominar como yacimientos de porosidad muy buena, entonces se puede asumir que el **Campo Pacoa** posee una **porosidad muy buena** ya que se encuentra dentro de este rango.



**Fig. 5.1.- Propiedades de diferentes tipos de roca. FUENTE: Fundamentos de ingeniería de yacimientos (Magdalena Paris de Ferrer).**

La **figura 5.1** nos hace referencia a los diferentes tipos de roca con sus respectivos rangos basándose en la permeabilidad. Los estudios realizados por **Freeze y Cherry** y **presentados por Walsh Y Lake**, reproducidos aquí en la **fig. 5.1**. Muestran permeabilidades para varias rocas de yacimiento y sedimentos no consolidados.

El rango para las areniscas es de 0.01 hasta 500 md; para las calizas y dolomitas, 0.1 hasta 1000, y para las lutitas, desde  $10^{-4}$  hasta 1 md.

Entonces viendo los resultados de nuestra investigación podremos asumir que el **Campo Pacoa** se encuentra dentro del rango de las **areniscas calizas y lutitas**, ya que el Campo presenta valores de permeabilidad de **44 – 1000md**.



## 5.2 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS FLUIDOS

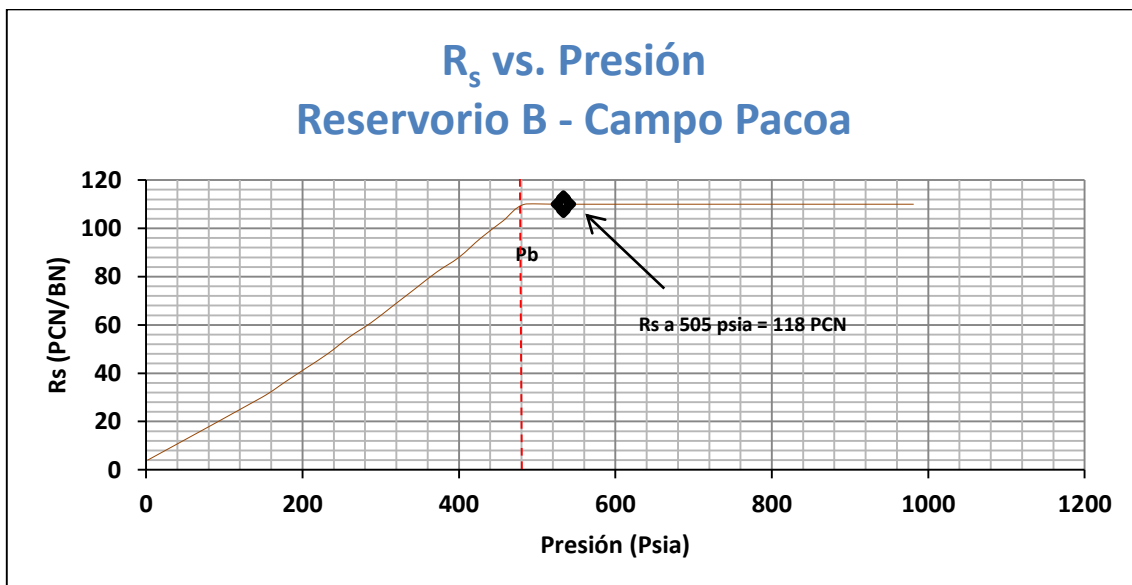
Las gráficas que se muestran a continuación: reflejan el comportamiento de las propiedades de fluidos a diferentes presiones a las cuales estarían sujetos los reservorios del Campo Pacoa.

Entre los cuales se van a resaltar los valores a **presión inicial, presión actual y la de burbujeo**. Los datos que se muestran en las figuras son los resultados que se obtuvieron en el estudio PVT.

### 5.2.1 RESERVORIO B

Actualmente está operando a una presión por encima de la presión de burbujeo, se puede deducir que a estas condiciones el crudo se encuentra subsaturado con gas, y en este caso al reducir la presión va a ocurrir liberación de gas después de que la presión caiga por debajo de **P<sub>b</sub>**. Observamos que por encima del **P<sub>b</sub>**, el **R<sub>s</sub>** se mantiene constante, la razón de esto es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo.

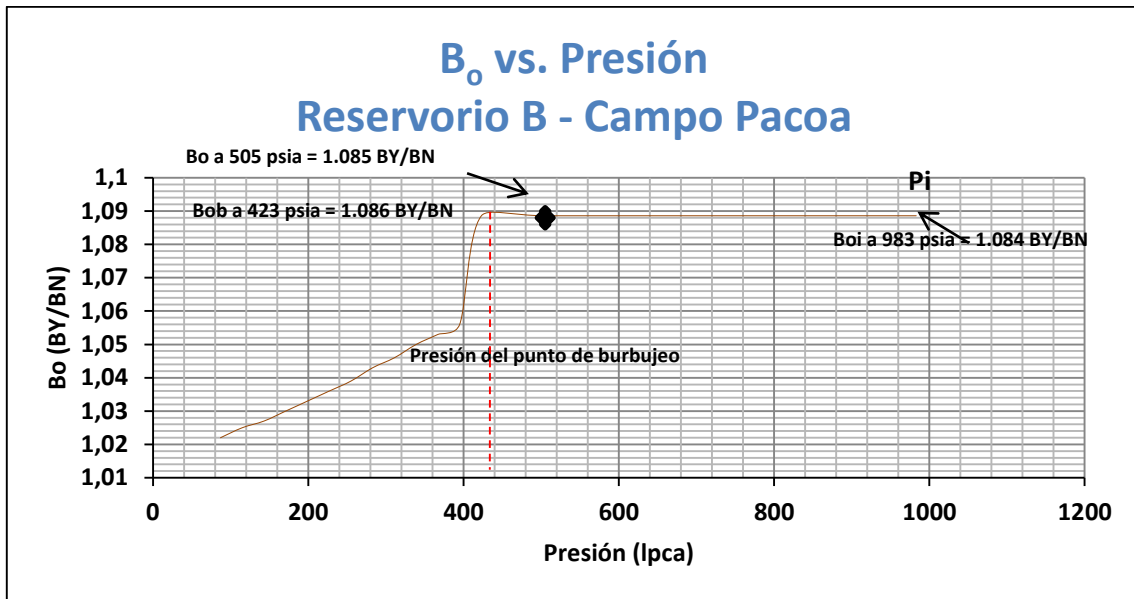
La **fig. 5.2** ilustra el comportamiento de la **Relación Gas disuelto-petróleo vs presión**.



**Fig. 5.2.- Comportamiento de Rs vs. Presión en el Reservorio B**

**Elaborado por: Autor.**

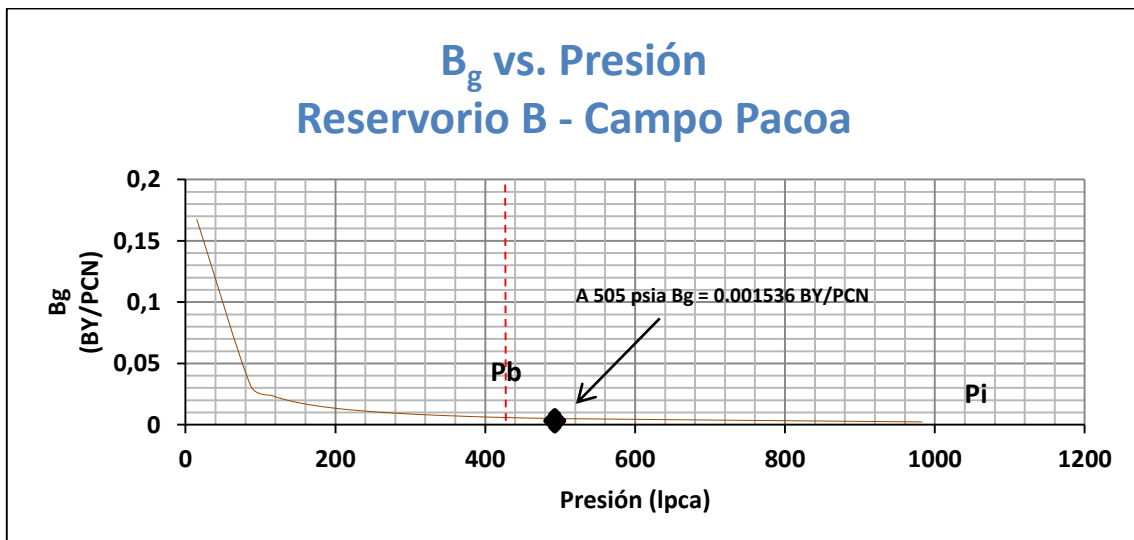
La **fig. 5.3** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico del petróleo vs presión**.



**Fig.5.3.- Comportamiento de  $B_o$  vs. Presión en el Reservorio B**

Elaborado por: Autor.

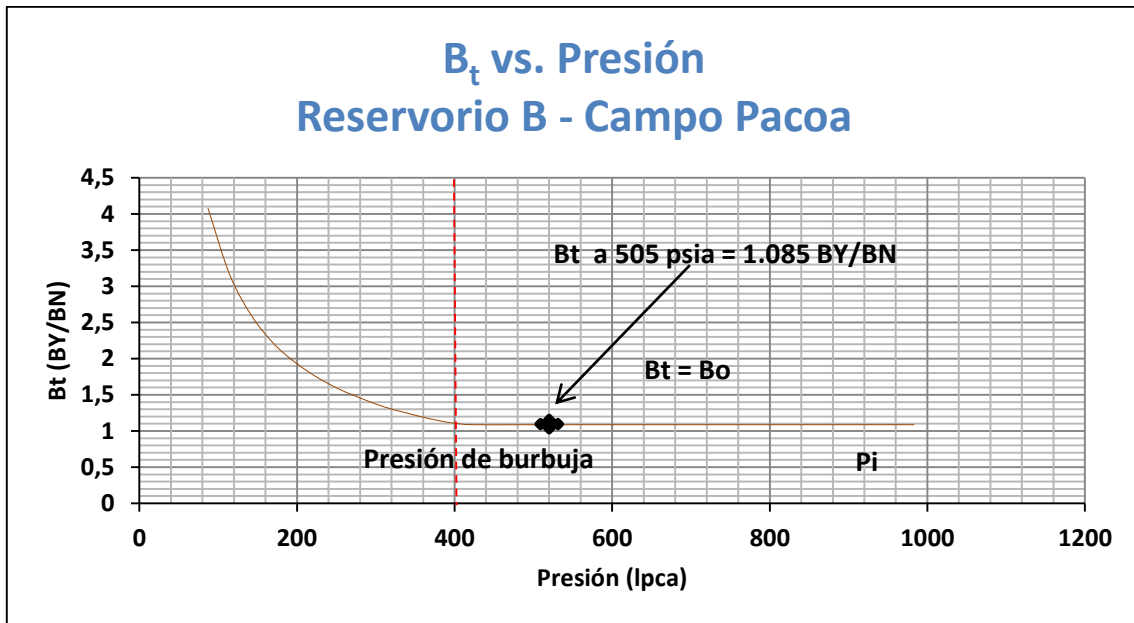
La **fig. 5.4** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico del gas vs presión**.



**Fig.5.4.- Comportamiento de  $B_g$  vs. Presión en el Reservorio B.**

Elaborado por: Autor.

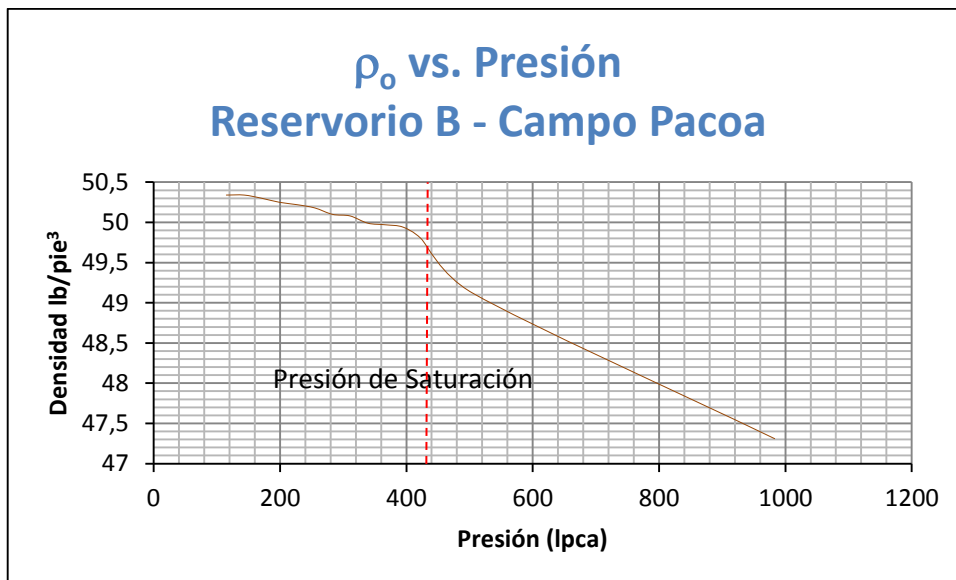
La **fig. 5.5** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico total vs presión**.



**Fig.5.5.- Comportamiento de Bt vs. Presión en el Reservoirio B.**

Elaborado por: Autor.

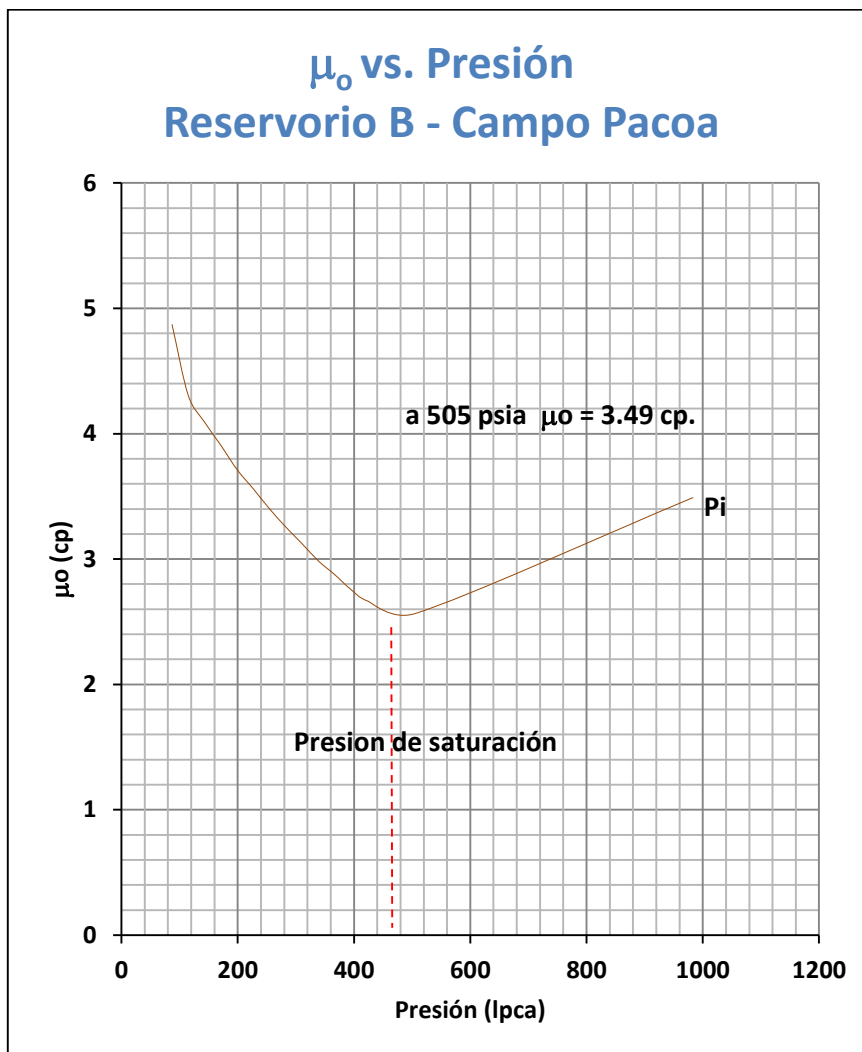
La **fig. 5.6** ilustra el comportamiento de la **Densidad del petróleo vs presión**.



**Fig.5.6.- Comportamiento de po vs. Presión en el Reservoirio B**

Elaborado por: Autor.

La **fig. 5.7** ilustra el comportamiento de la **Viscosidad del petróleo vs presión**.



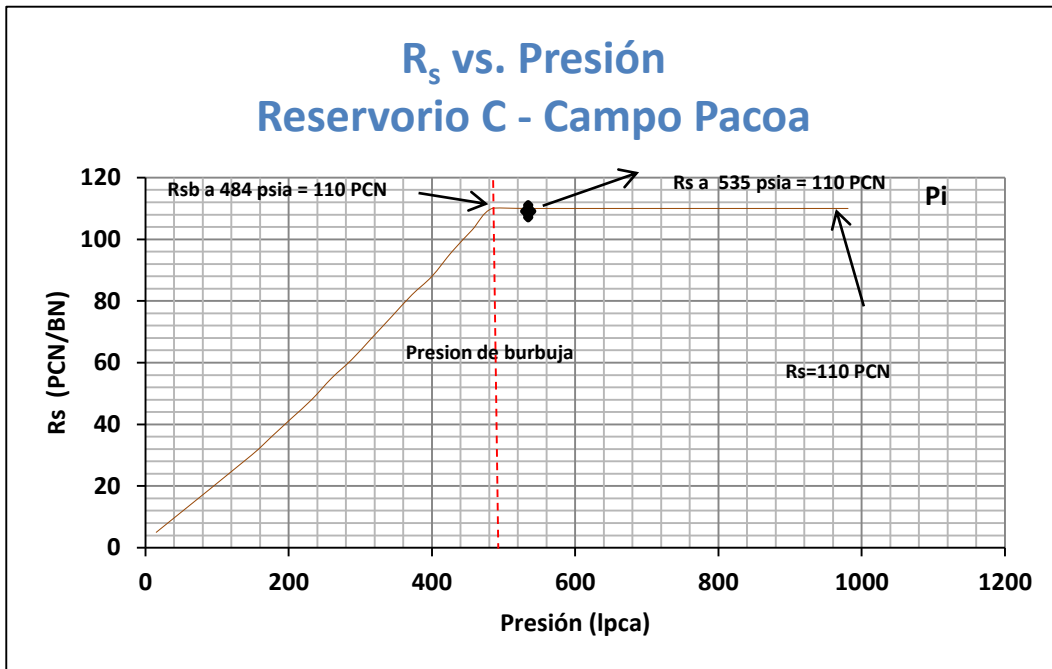
**Fig.5.7.- Comportamiento de  $\mu_o$  vs. Presión en el Reservorio B.**

**Elaborado por: Autor.**

### 5.2.2 RESERVOIRIO C

El Reservoirio C, presenta el mismo comportamiento que el Reservoirio B.

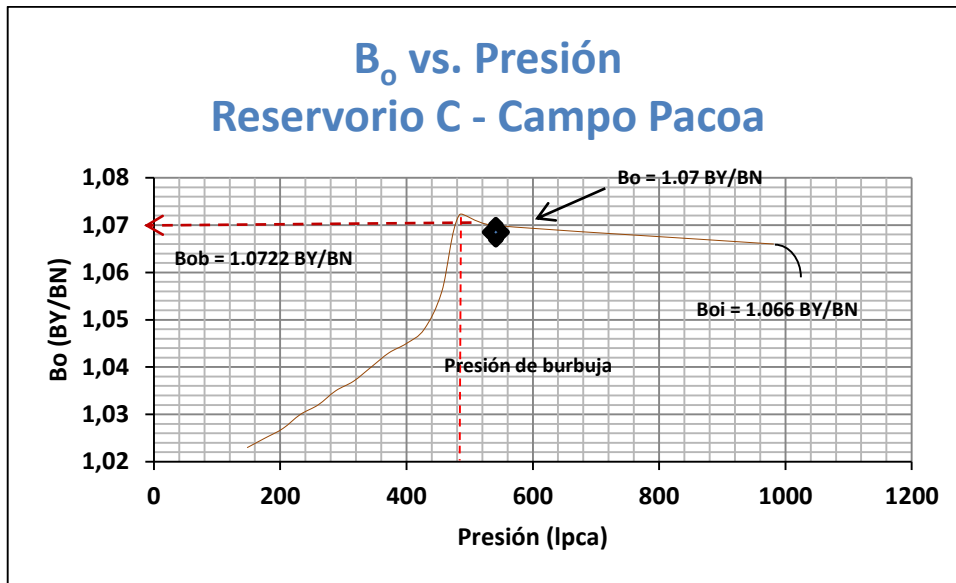
La **fig. 5.8** ilustra el comportamiento de la **Relación Gas disuelto-petróleo vs presión**.



**Fig.5.8.- Comportamiento de  $R_s$  vs. Presión en el Reservoirio C.**

**Elaborado por: Autor.**

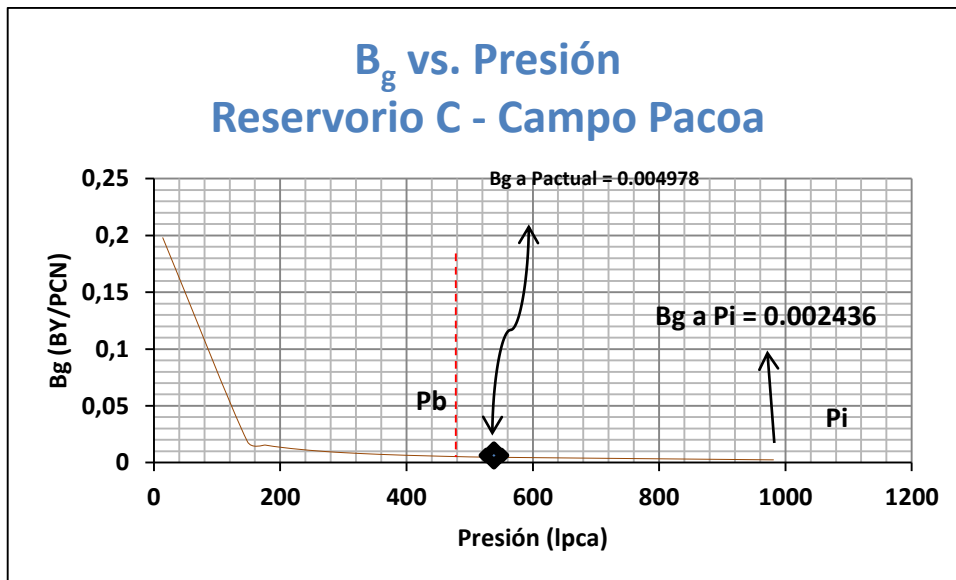
La **fig. 5.9** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico del petróleo vs presión.**



**Fig.5.9.-** Comportamiento de Bo vs. Presión en el Reservorio C,

**Elaborado por: Autor.**

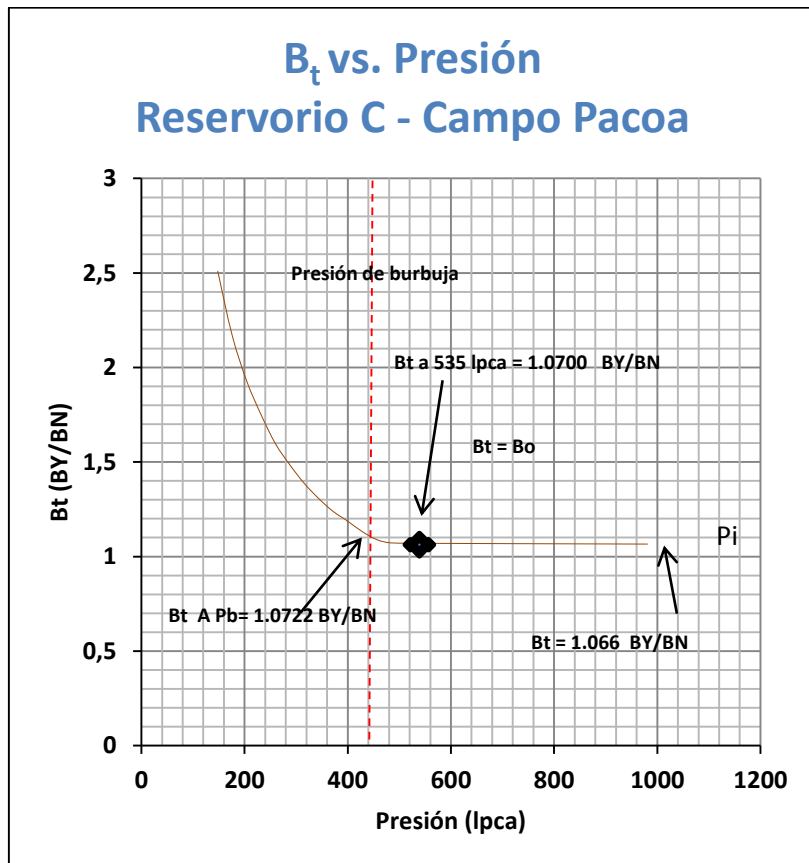
La **fig. 5.10** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico del gas vs presión.**



**Fig.5.10.-** Comportamiento de Bg vs. Presión en el Reservorio C.

**Elaborado por: Autor**

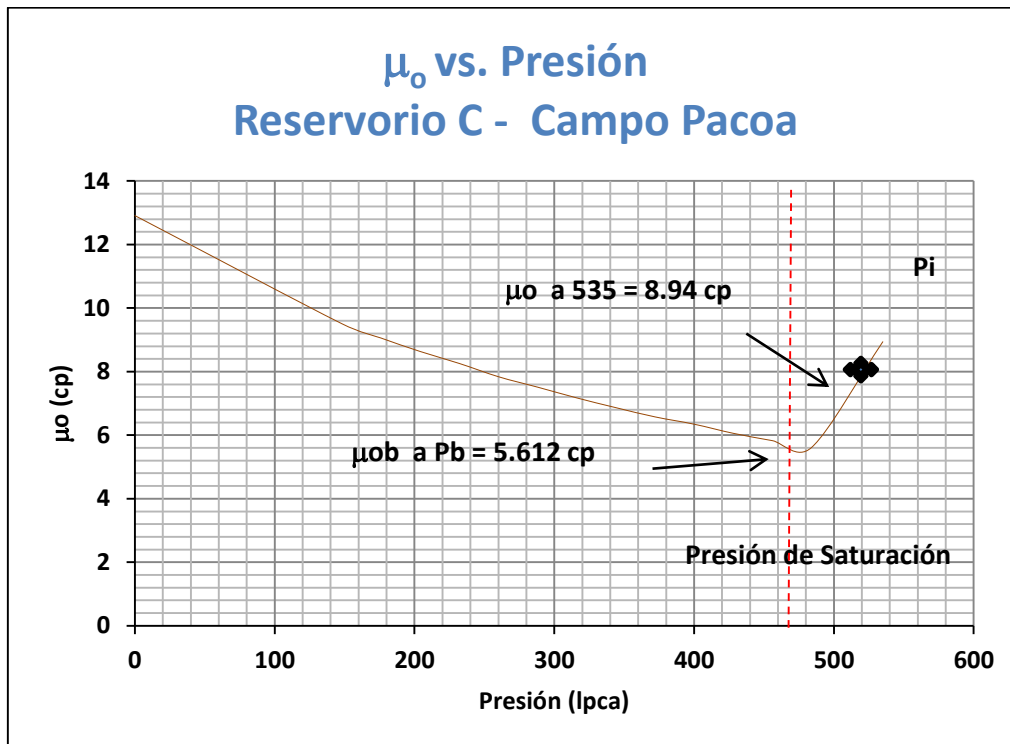
La **fig. 5.11** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico total vs presión**.



**Fig.5.11.- Comportamiento de  $B_t$  vs. Presión en el Reservoirio C,**

**Elaborado por: Autor.**

La **fig. 5.12** ilustra el comportamiento de la **Viscosidad del petróleo vs presión**.

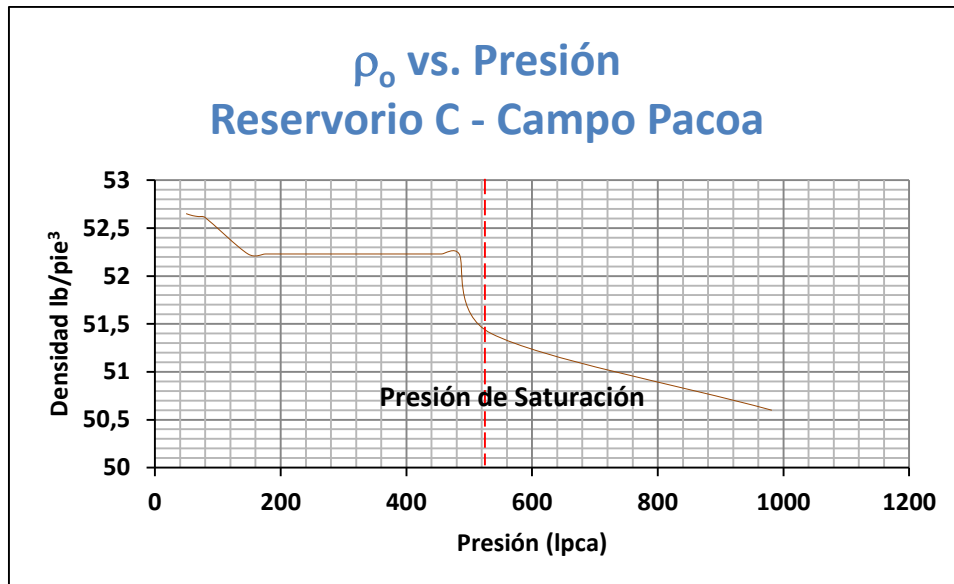


**Fig.5.12.- Comportamiento de  $\mu_o$  vs. Presión en el Reservorio C**

**Elaborado por: Autor.**



La **fig. 5.13** ilustra el comportamiento de la **Densidad del petróleo vs presión**.



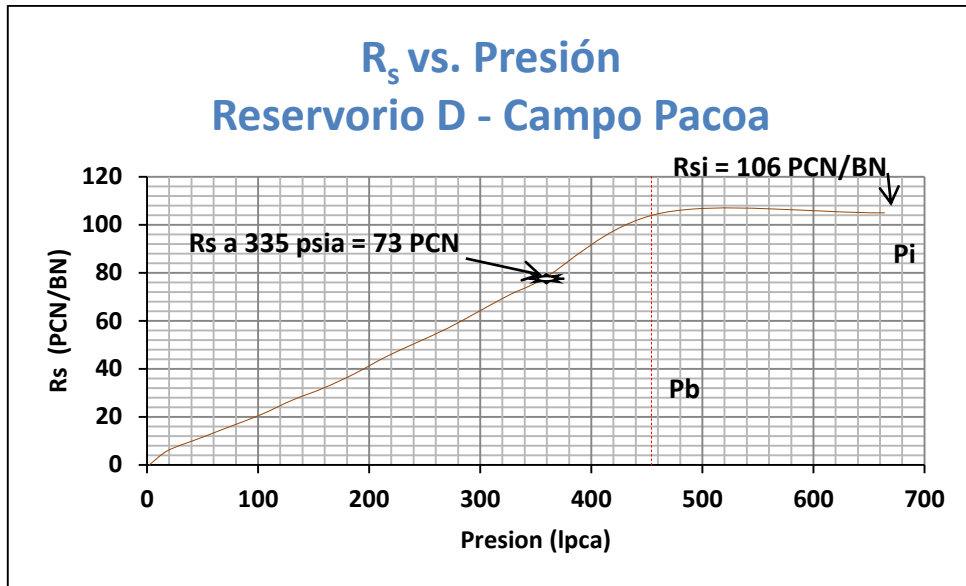
**FIG.5.13.- Comportamiento de  $\rho_o$  vs. Presión en el Reservoirio C.**

**Elaborado por: Autor.**

### **5.2.3 RESERVOIRIO D**

El **reservoirio C** del Campo Pacoa es un caso muy diferente al del **B** y el **C**, este reservoirio empieza trabajar con una Presión inicial de 664 psia alcanzado su presión de burbujeo a 464 psia, actualmente se encuentra a una presión de 355 psia; por esta razón asumimos que el yacimiento se encuentra a una **P < Pb**.

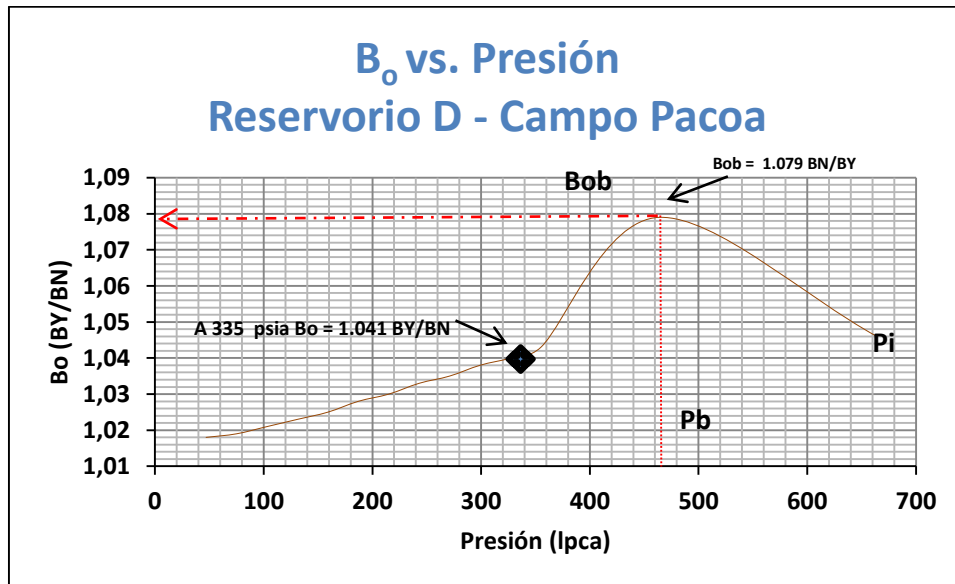
La **fig. 5.14** ilustra el comportamiento de la **Relación Gas disuelto-petróleo vs presión**.



**Fig.5.14.- Comportamiento del Rs vs. Presión en el Reservorio D.**

**Elaborado por: Autor.**

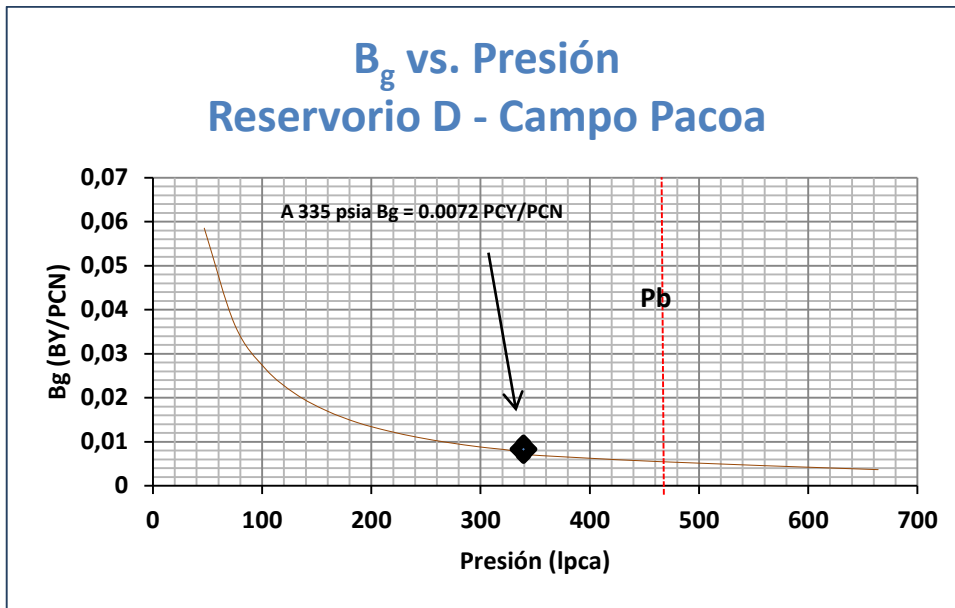
La fig. 5.15 ilustra el comportamiento del Factor volumétrico del petróleo vs presión.



**Fig.5.15.- Comportamiento de Bo vs. Presión en el Reservorio D.**

**Elaborado por: Autor.**

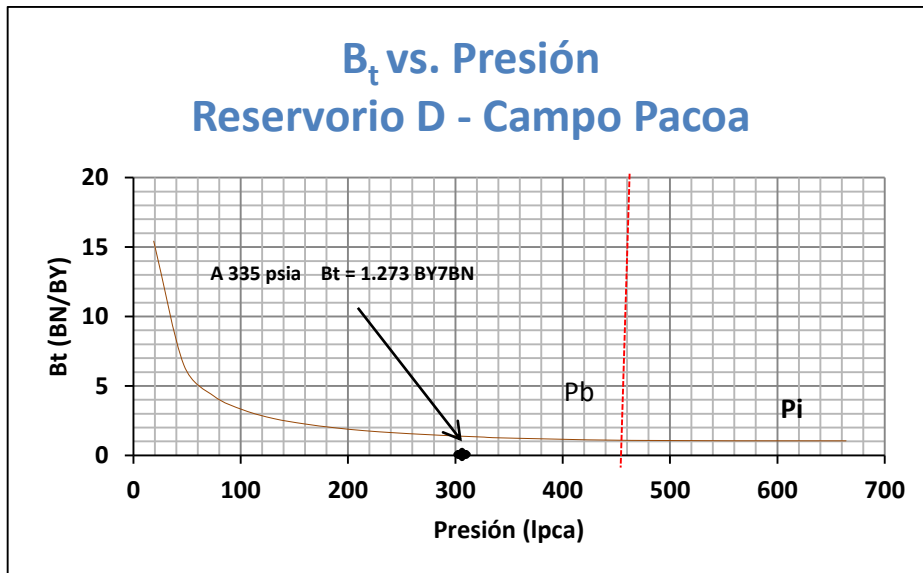
La **fig. 5.16** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico del gas vs presión**.



**Fig.5.16.- Comportamiento de B<sub>g</sub> vs. Presión en el Reservorio D.**

**Elaborado por: Autor.**

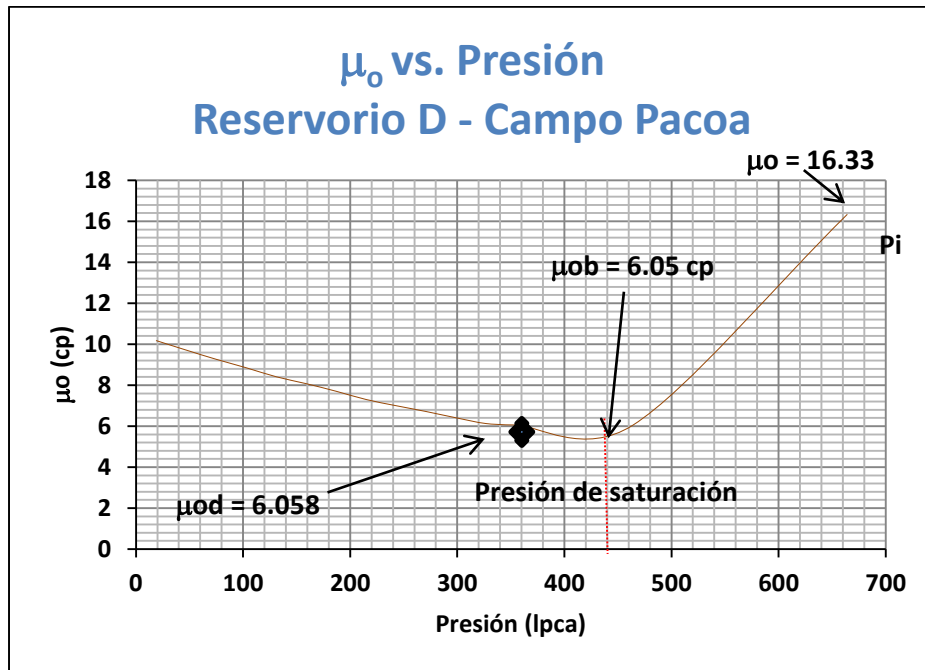
La **fig. 5.17** ilustra el comportamiento del **Factor volumétrico total vs presión**.



**Fig.5.17.- Comportamiento de B<sub>t</sub> vs Presión en el Reservorio D.**

**Elaborado por: Autor.**

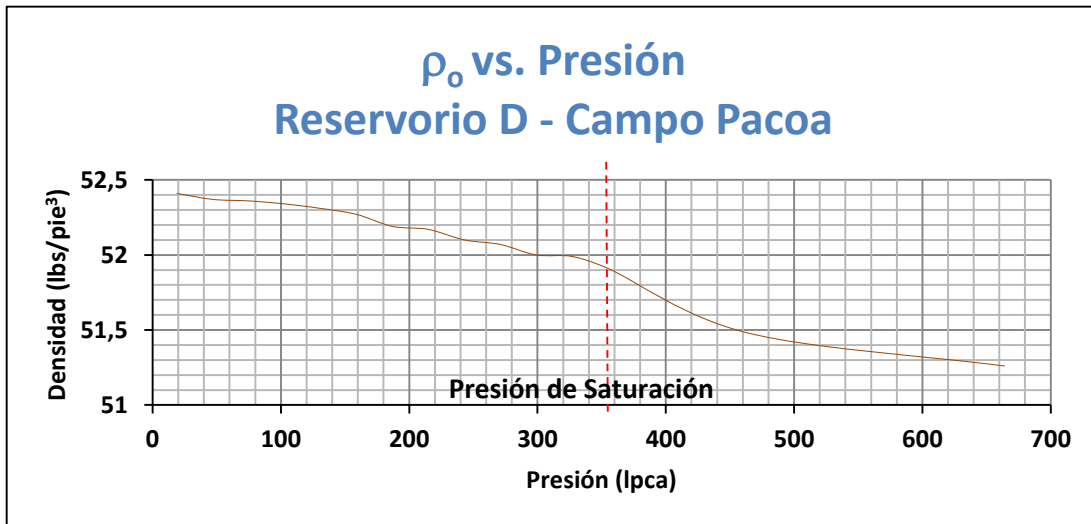
La **fig. 5.18** ilustra el comportamiento de la **Viscosidad del petróleo vs presión**.



**Fig.5.18.-** Comportamiento de  $\mu_o$  vs Presión en el Reservorio D.

Elaborado por: Autor.

La **fig. 5.19** ilustra el comportamiento de la **Densidad del petróleo vs presión**.



**Fig.5.19.-** Comportamiento de  $\rho_o$  vs Presión en el Reservorio D.

Elaborado por: Autor.

# CAPÍTULO VI

## EVIDENCIAS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

### 6.1 RESULTADOS

La **Tabla 4.2** muestra información de las principales características del yacimiento ubicado en el Campo Pacoa, estas fueron calculadas a partir de datos oficiales del Campo. La información fue proporcionada por la **Empresa Pública Petroecuador**.

| PACOA  | B                     | C                     | D                      |
|--|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| TIPO DE FLUIDO                                 | PETRÓLEO SUPER LIGERO | PETRÓLEO LIGERO       | PETROLEO LIGERO        |
| °API   | 40.8                  | 34                    | 34.3                   |
| VISCOSIDAD (CPS)                               | 3.49                  | 8.94                  | 6.058                  |
| PRESIÓN INICIAL (LPC)                          | 968                   | 966                   | 649                    |
| TEMPERATURA INICIAL (°F)                       | 97                    | 93                    | 96.5                   |
| RELACIÓN GAS PETRÓLEO(PCN/BN)                  | 118                   | 110                   | 73                     |
| SATURACIÓN DE PETRÓLEO INICIAL (%)             | 85                    | 85                    | 85                     |
| PRESION DE BURBUJA (LPC)                       | 400                   | 470                   | 450                    |
| RELACIÓN GAS PETRÓLEO INICIAL (PCN/BN)         | 118                   | 110                   | 105                    |
| FACTOR VOLÚMETRICO INICIAL (BY/BN)             | 1.086                 | 1.066                 | 1.049                  |
| PRESIÓN DE ABANDONO (LPCA)                     | 200                   | 200                   | 200                    |
| POROSIDAD (%)                                  | 29.96                 | 24.17                 | 26.54                  |
| PERMEABILIDAD (MD)                             | 44                    | 286                   | 114                    |
| SATURACIÓN DE AGUA (%)                         | 35                    | 37                    | 43                     |
| SAT. DE AGUA INICIAL (%)                       | 15                    | 15                    | 15                     |
| RESISTIVIDAD DE AGUA                           | 0.2                   | 0.24                  | 0.19                   |
| COMPRESIBILIDAD DEL ACEIT (LPC <sup>-1</sup> ) | 2.98X10 <sup>-4</sup> | 2.98X10 <sup>-4</sup> | 12.80X10 <sup>-4</sup> |
| ESPESOR DE ARENA NETA PROMEDIO (PIES)          | 25.4                  | 33.57                 | 39.38                  |
| FR   | 15.6                  | 14.9                  | 12.4                   |

**Tabla 4.2 Características del Campo Pacoa**

**Elaborado por: Autor.**

# CAPÍTULO VII

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones:

- Las presiones iniciales de los reservorios del yacimiento del Campo Pacoa están en un promedio de:

$$B = 983 \text{ lpca}$$

$$C = 981 \text{ lpca}$$

$$D = 664 \text{ lpca}$$

- Las presiones de burbujeo de los reservorios del yacimiento del Campo Pacoa presentan los siguientes valores:

$$B = 423 \text{ lpca}$$

$$C = 484 \text{ lpca}$$

$$D = 464 \text{ lpca}$$

- Los reservorios del Campo Pacoa poseen un API promedio de:

$$B = 40^\circ$$

$$C = 34^\circ$$

$$D = 34^\circ$$

- El mecanismo de empuje del yacimiento en el Campo Pacoa es el de Gas en Solución, con desplazamiento de agua.
- El BSW del yacimiento del Campo está en un promedio del 50%.

- Los Factores de Recobro determinados para los reservorios del yacimiento del Campo Pacoa presentan los siguientes valores.

$$B = 15.6 \%$$

$$C = 14.9 \%$$

$$D = 12.4 \%$$

- Los reservorios del Campo Pacoa poseen una porosidad inducida que se encuentran en un valor promedio del 27%.

### **Recomendaciones:**

- Utilizar nuevos métodos de explotación para el Campo.
- La perforación de nuevos pozos productores.
- Rediseñar las facilidades de superficie de acuerdo al método de producción.
- Realizar trabajos de reacondicionamiento.
- Actualizar datos de presiones para re-calculer reservas.

## BIBLIOGRAFÍA

- E.P PETROECUADOR - PLAN DE DESARROLLO CAMPO PACOA-Junio 2011.
- INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS - B.C.CRAFT &M.F.HAWKINS, JR. Traducción de la edición inglesa por Hernando Vásquez- Silva. Ediciones Omega, Barcelona, España, 1965.
- RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK SECOND EDITION-TAREK AHMED – Second Edition, published in the year 2001.
- FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS (FREEDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D.) – Publicación del 2004.
- FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS – MARTIN ESSENFELD Y. - Ediciones Foninves, Caracas octubre de 1979.
- FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS (MAGDALENA PARIS DE FERRER) – Copyright 2010 Edición Especial.
- PUBLICACIÓN DEL INGENIERO CARLOS BANZER S. en Maracaibo en el año 1996, TITULADO CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T. Edición Preliminar.
- ASPECTOS DE INGENIERÍA DE LA INYECCIÓN DE AGUA-FORREST F. CRAING JR.
- DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA EXTRACCION DE CRUDO DE LA SECCIÓN 67 DEL CAMPO ANCÓN - Tesis de Grado de José García Jara y Ernesto Martínez. Año 1983.
- EVALUACIÓN DINÁMICA DE LA ARENA C2 DEL YACIMIENTO OFICINA INFERIOR SDZ-2X-A2, CAMPO ZUATA PRINCIPAL, ÁREA JUNÍN, MACOLLAS IC Y VD DE LA EMPRESA MIXTA PETROCEDEÑO DE PDVSA-TOTAL-STATOIL - REALIZADO POR: Lourdes Elena Bárcenas Licett. Barcelona del 2012.



## GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

El siguiente glosario tiene por objeto familiarizar al lector con una serie de términos utilizados en el presente trabajo.

- **ACEITE IN SITU.** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.
- **API.** Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera.

- Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".
- **BARRIL.** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.
- **BARRILES POR DÍA.** En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

- **CONCESIÓN.** Una determinada área concesionada a una compañía para la exploración de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.
- **CONDICIONES NORMALES.** A veces también se le traduce como **condiciones estándar.** Cuando se trata de petróleo, se usa con mucha frecuencia el término **condiciones de tanque** con el mismo sentido de condiciones normales, aunque no necesariamente tienen que ser iguales.
- **EXPLOTACIÓN (PRODUCCIÓN).** Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.
- **FLUIDO NO-SATURADO (unsaturated fluid).** También se denomina fluido subsaturado. Se aplica en particular para el petróleo, es material (fluido, petróleo) con capacidad de llevar en solución, a las condiciones de presión y temperatura existentes, cantidad adicional de gas. En otras palabras, hay deficiencia de gas a las condiciones existentes.
- **FACTOR DE RECUPERACIÓN.** Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.
- **GAS SECO (dry gas o lean gas).** Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 %). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también GAS NO ASOCIADO.
- **GAS DISUELTO O EN SOLUCIÓN (dissolved or solution gas).** Son hidrocarburos gaseosos que ocurren en solución con petróleo crudo bajo condiciones iniciales, en un yacimiento de petróleo comercialmente explotable.
- **GAS HUMÉDO (wet gas).** Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente 75-90 por 100).

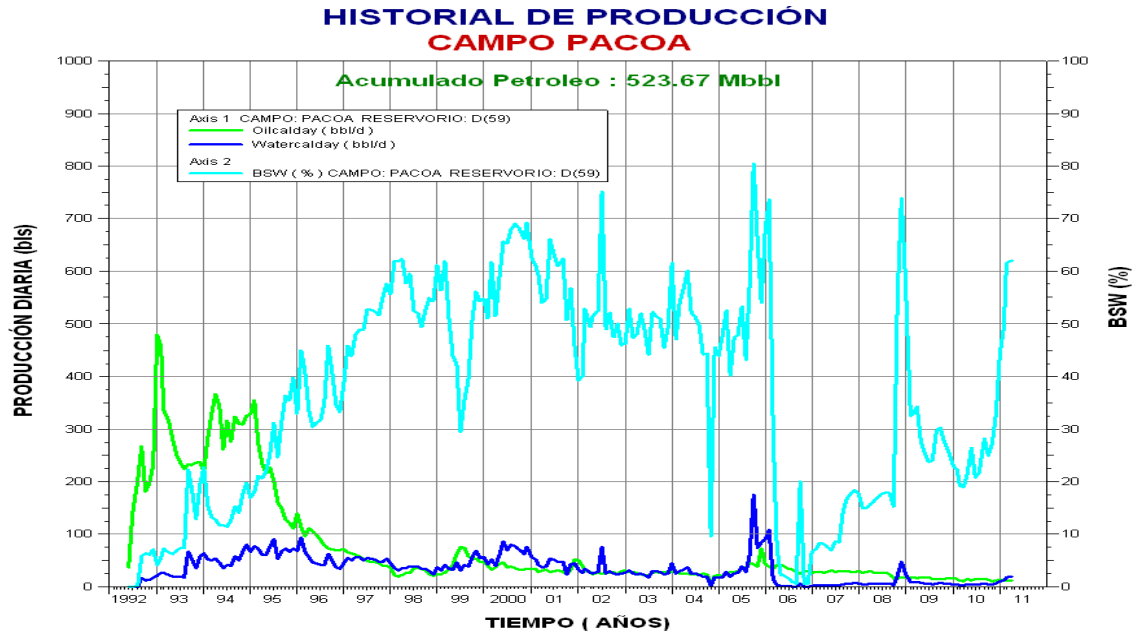
- **POZO DE AVANZADA.** Es el que se perfora cerca de otro ya productor para determinar los límites del yacimiento.
- **PUNTO DE BURBUJEO (bubble point).** Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo crudo y gas, en la cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas.
- **PRESIÓN DE BURBUJEO (bubble point pressure).** Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.
- **LÍQUIDO SATURADO (saturated liquid).** Es un líquido (petróleo) en equilibrio con vapor (gas) a determinada presión y temperatura.
- **PRESIÓN DE SATURACIÓN (saturation pressure).** Es la presión a la cual líquido (petróleo) y vapor (gas) están en equilibrio. A menudo, presión de saturación se usa sinónimamente con presión de burbujeo o de rocío.
- **RESERVAS DE HIDROCARBUROS.** Son los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el subsuelo y que han sido objetos de evaluación.
- **RESERVAS POSIBLES.** Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.
- **RESERVAS PROBABLES.** Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.
- **RESERVAS PROBADAS.** La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

- **RESERVAS RECUPERABLES.** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.
- **ROCA DEL YACIMIENTO.** Roca porosa que contiene poros interconectados o fisuras en los cuales se encuentra aceite o gas.
- **YACIMIENTO.** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## APÉNDICE I

### HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

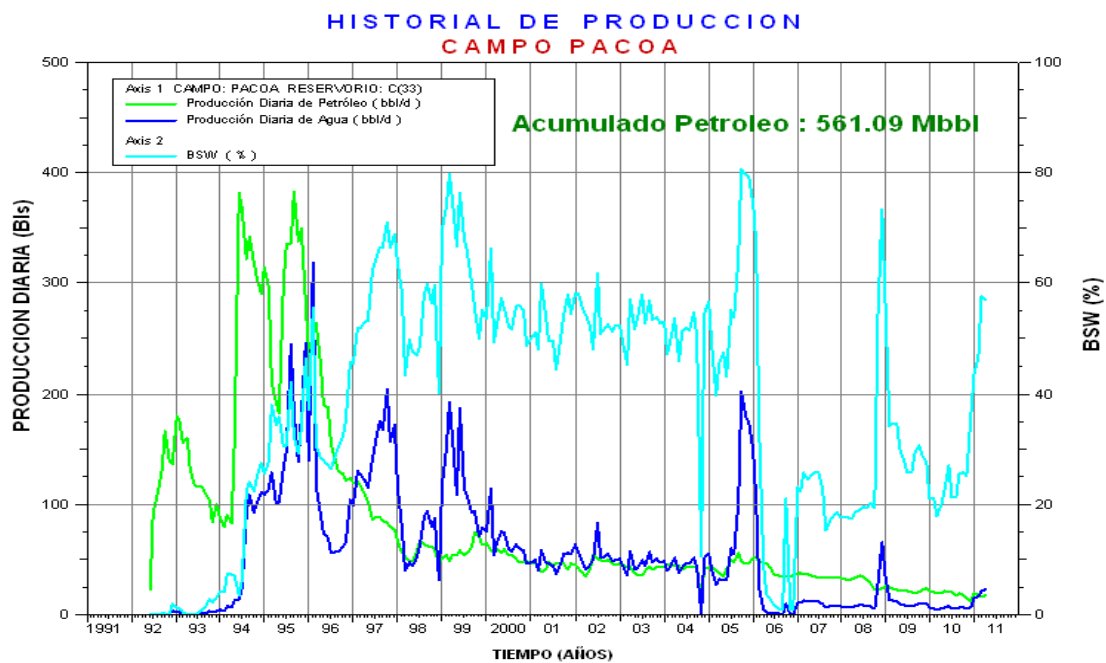
#### HISTORIAL PRODUCCIÓN NIVEL D



#### I.1 Historial de producción nivel D

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

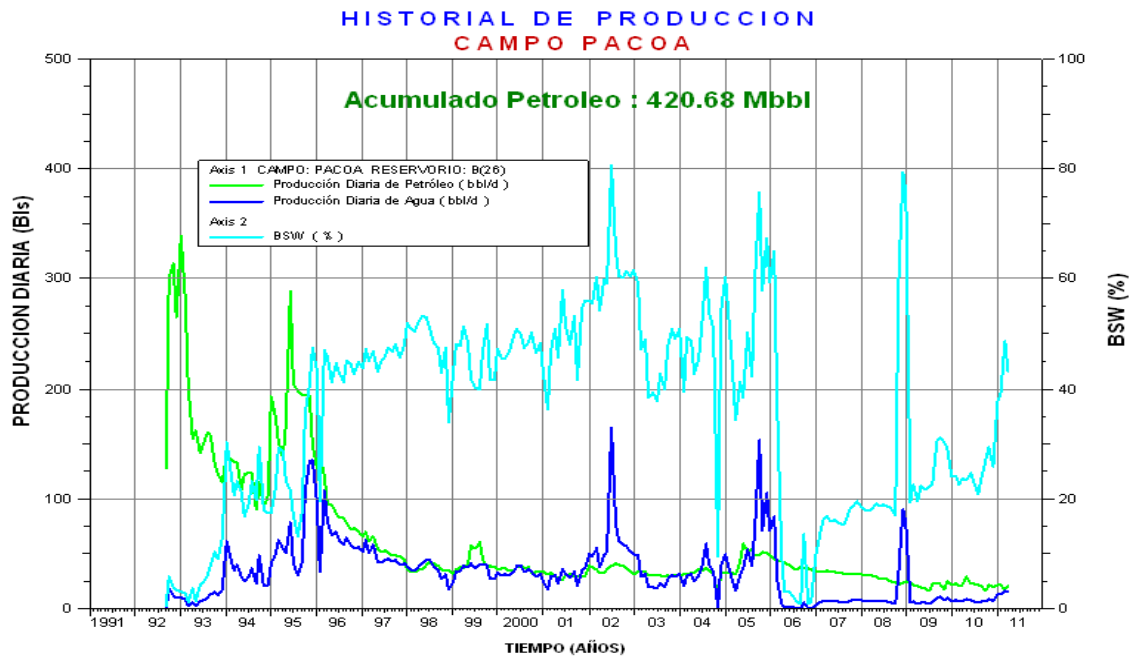
## HISTORIAL PRODUCCIÓN NIVEL C



### I.2 Historial de producción nivel C

**Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.**

## HISTORIAL DE PRODUCCIÓN NIVEL B



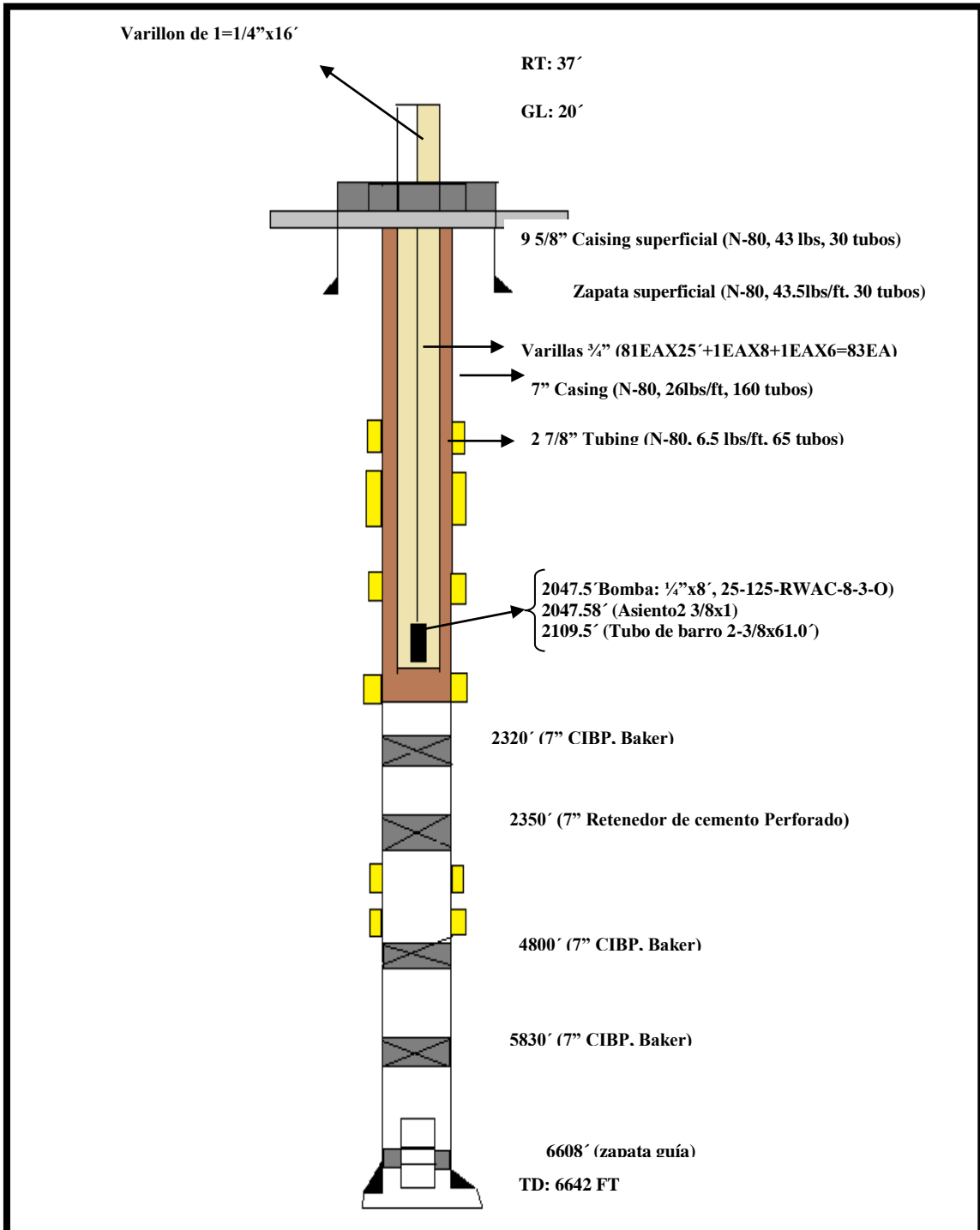
### I.3 Historial de producción nivel B

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Pacoa-Junio 2011 - E.P. Petroecuador.

## APÉNDICE II

### DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

#### DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA – 001

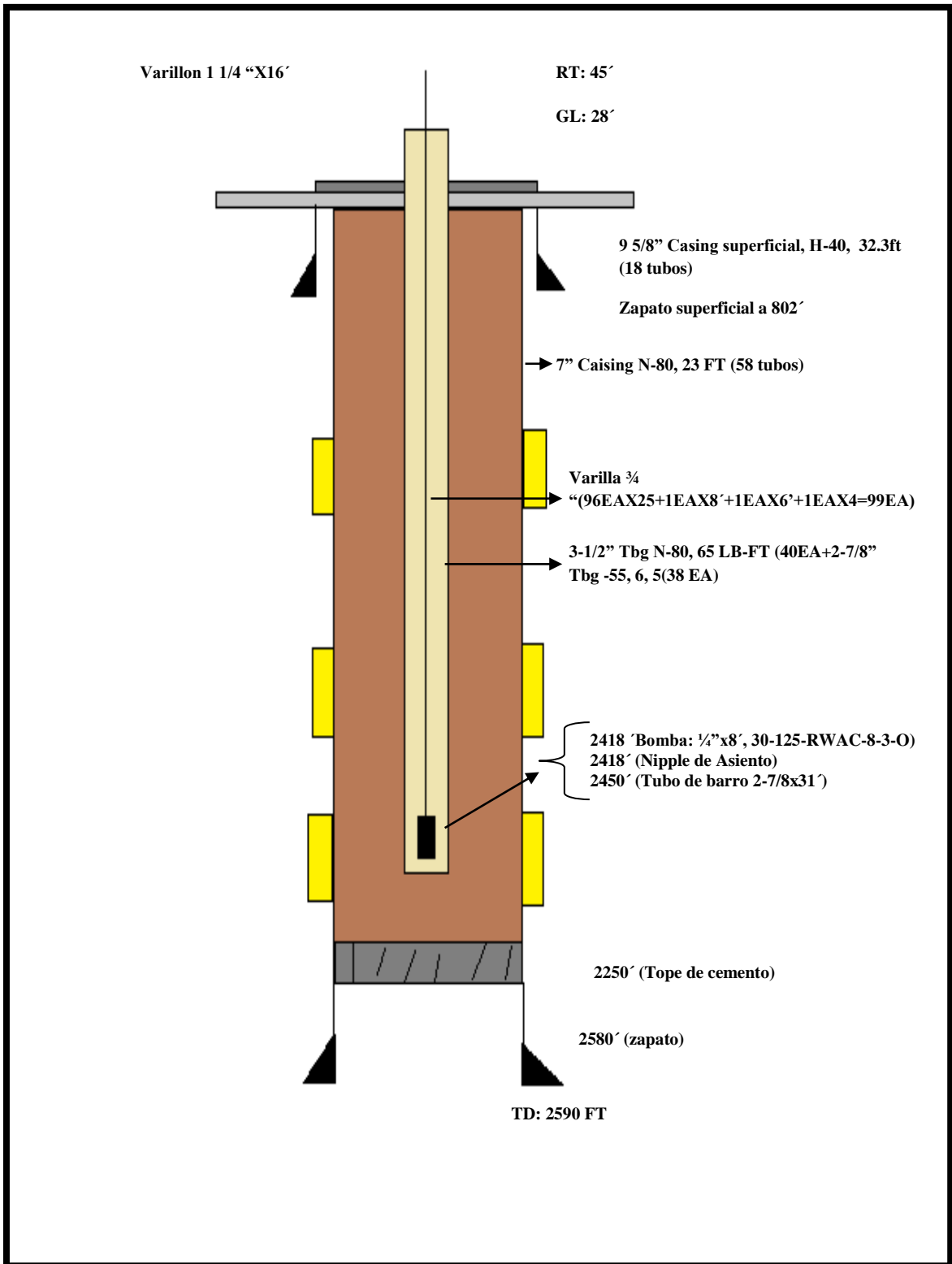


II.1 Diagrama de completación Pacoa-001

Elaborado por: Autor.



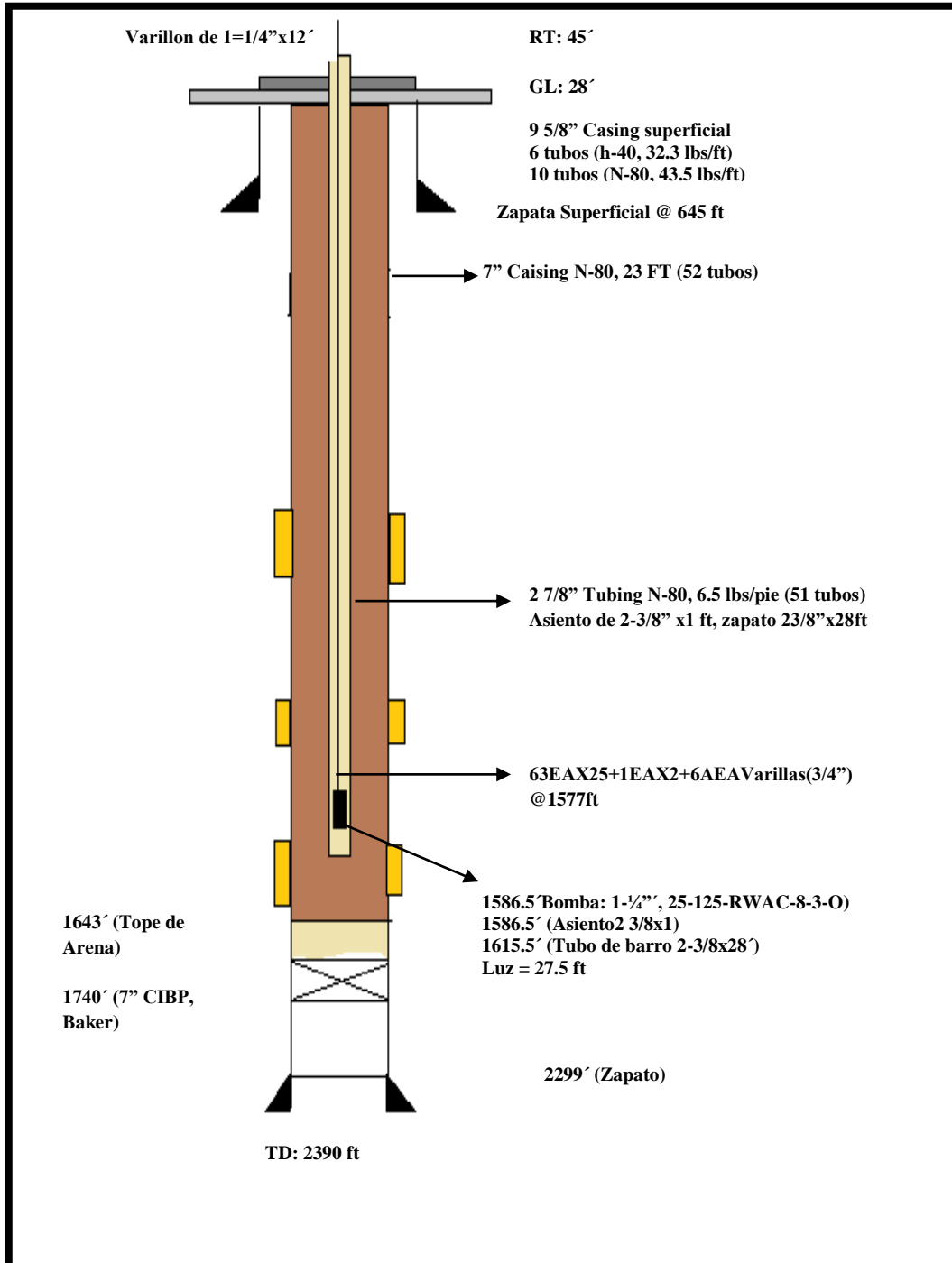
## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-002



**II.2 Diagrama de completaci3n Pacoa-002**

Elaborado por: Autor.

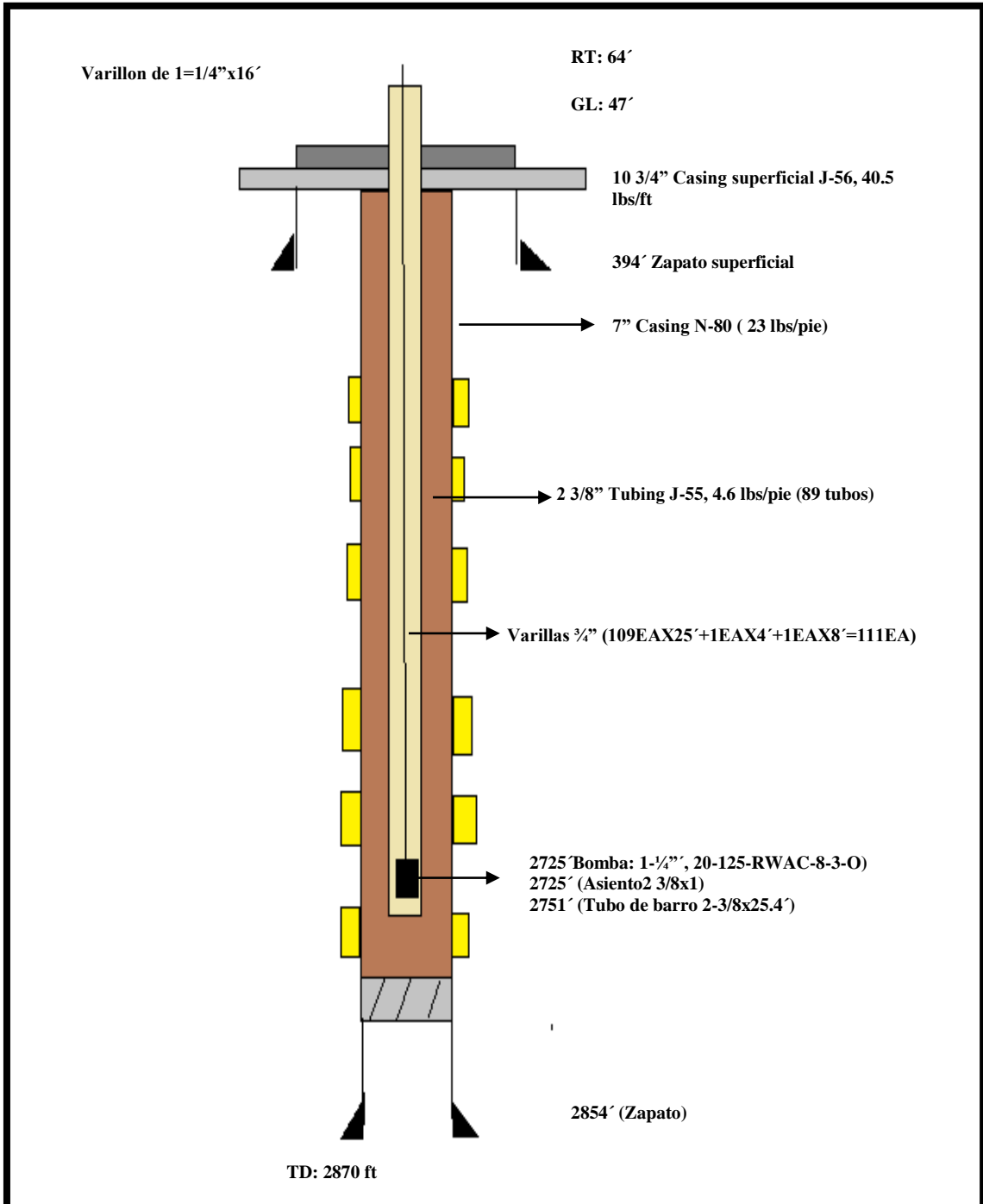
## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-004



**II.3 Diagrama de completaci3n Pacoa-004**

**Elaborado por: Autor.**

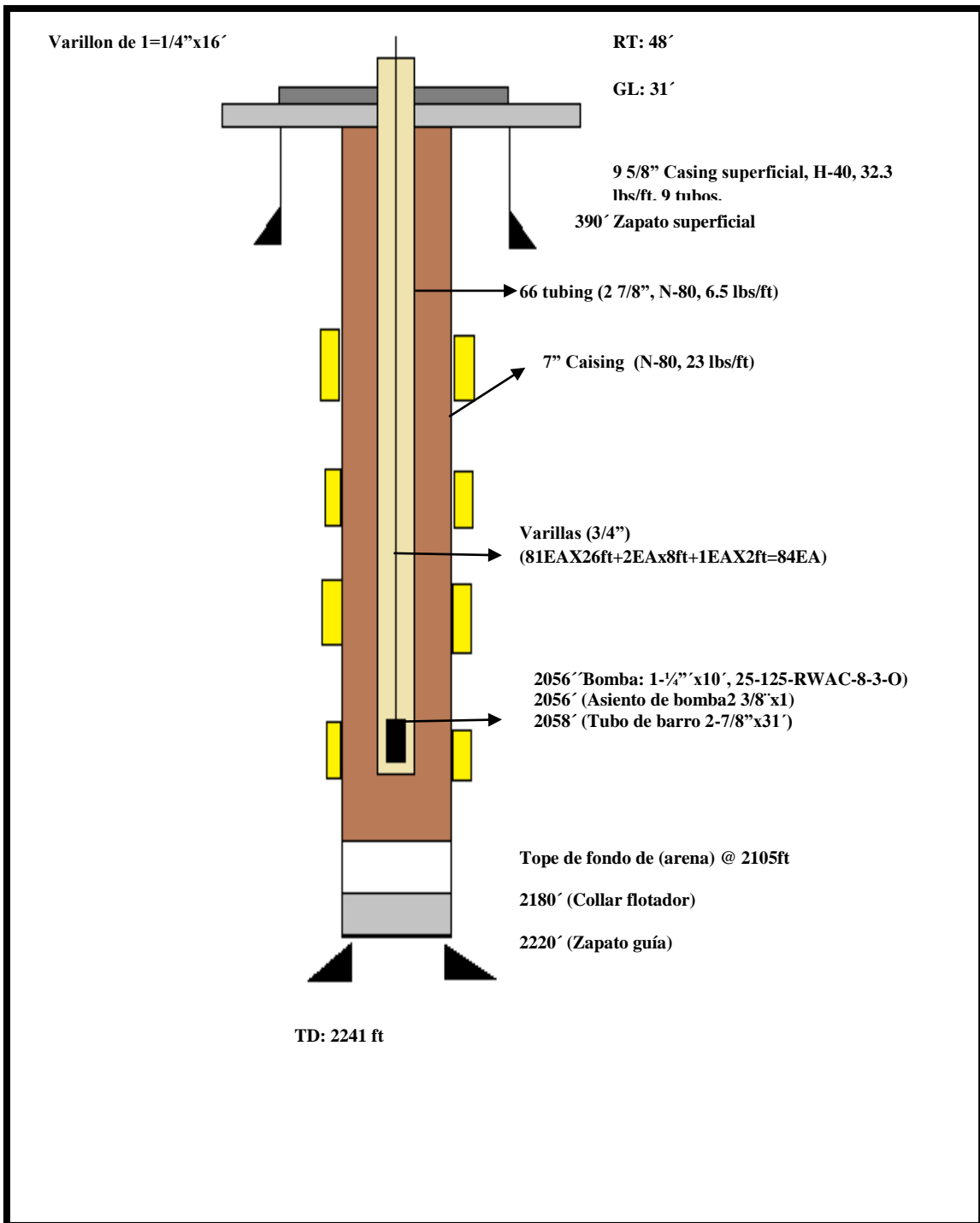
## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-005



### II.4 Diagrama de completaci3n Pacoa-005

Elaborado por: Autor.

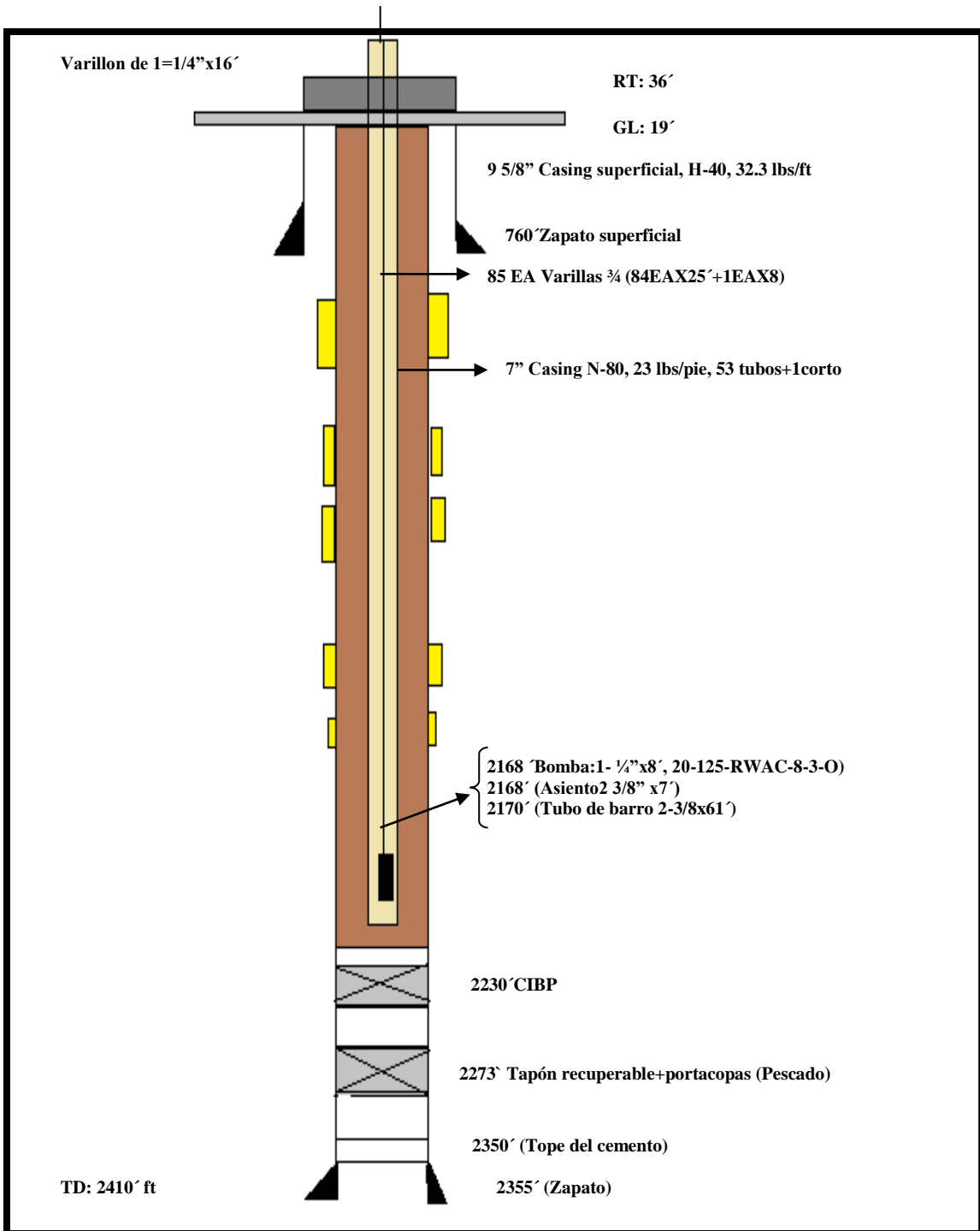
## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-010



**Diagrama de completación Pacoa-010**

**Elaborado por: Autor.**

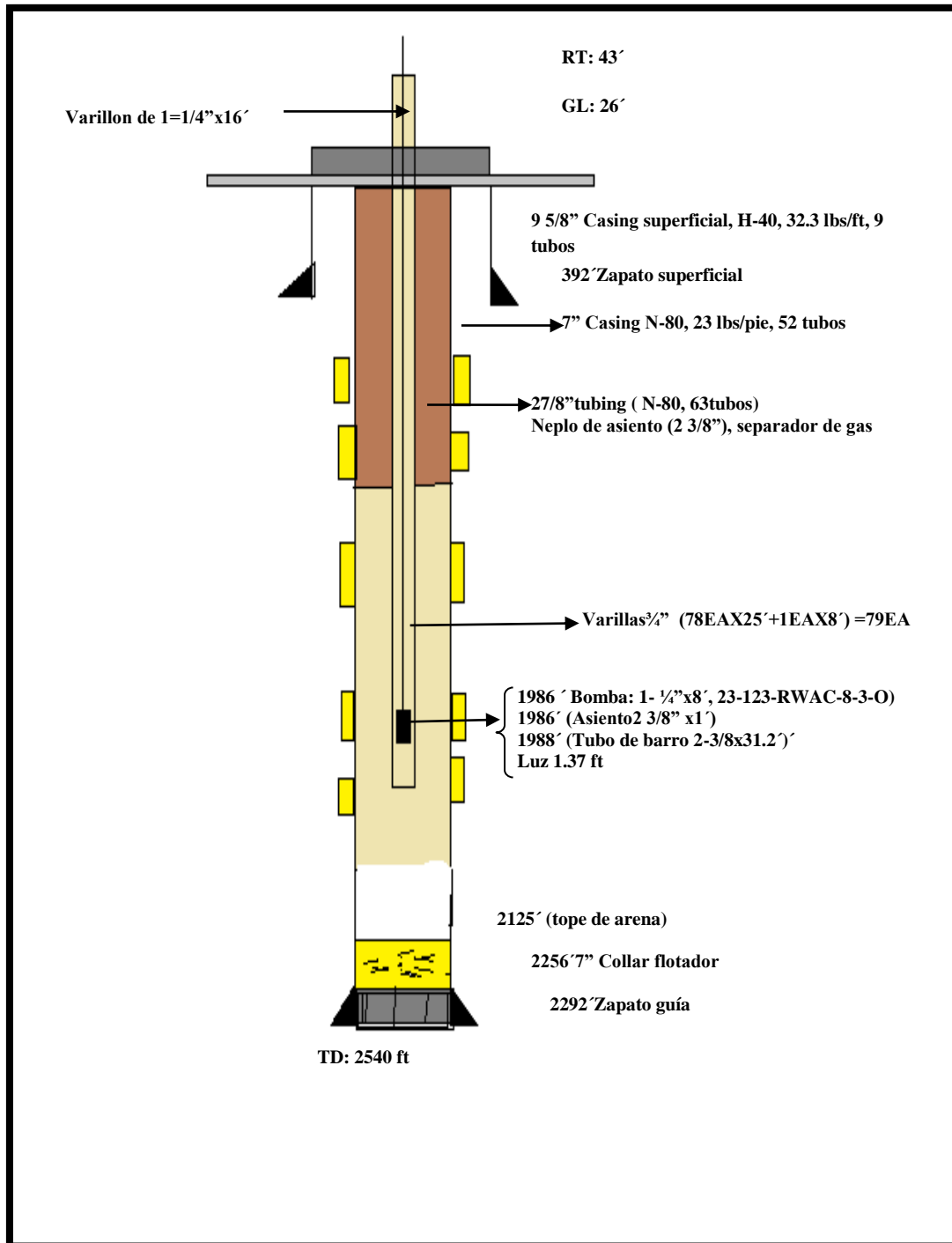
## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-011



**II.6 Diagrama de completación Pacoa-011**

**Elaborado por: Autor.**

## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-022

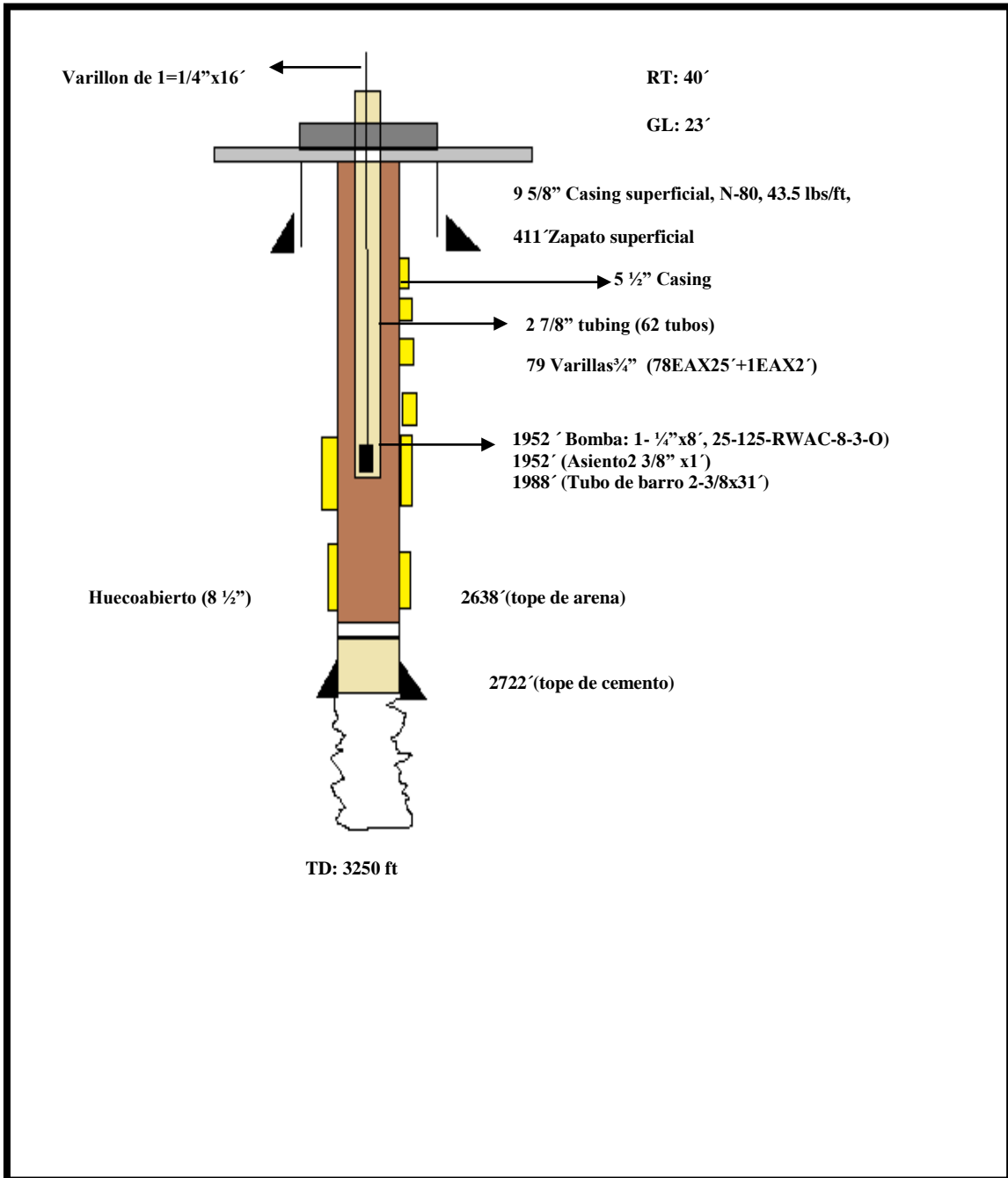


**II.7 Diagrama de completación Pacoa-022**

**Elaborado por: Autor.**



## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-040

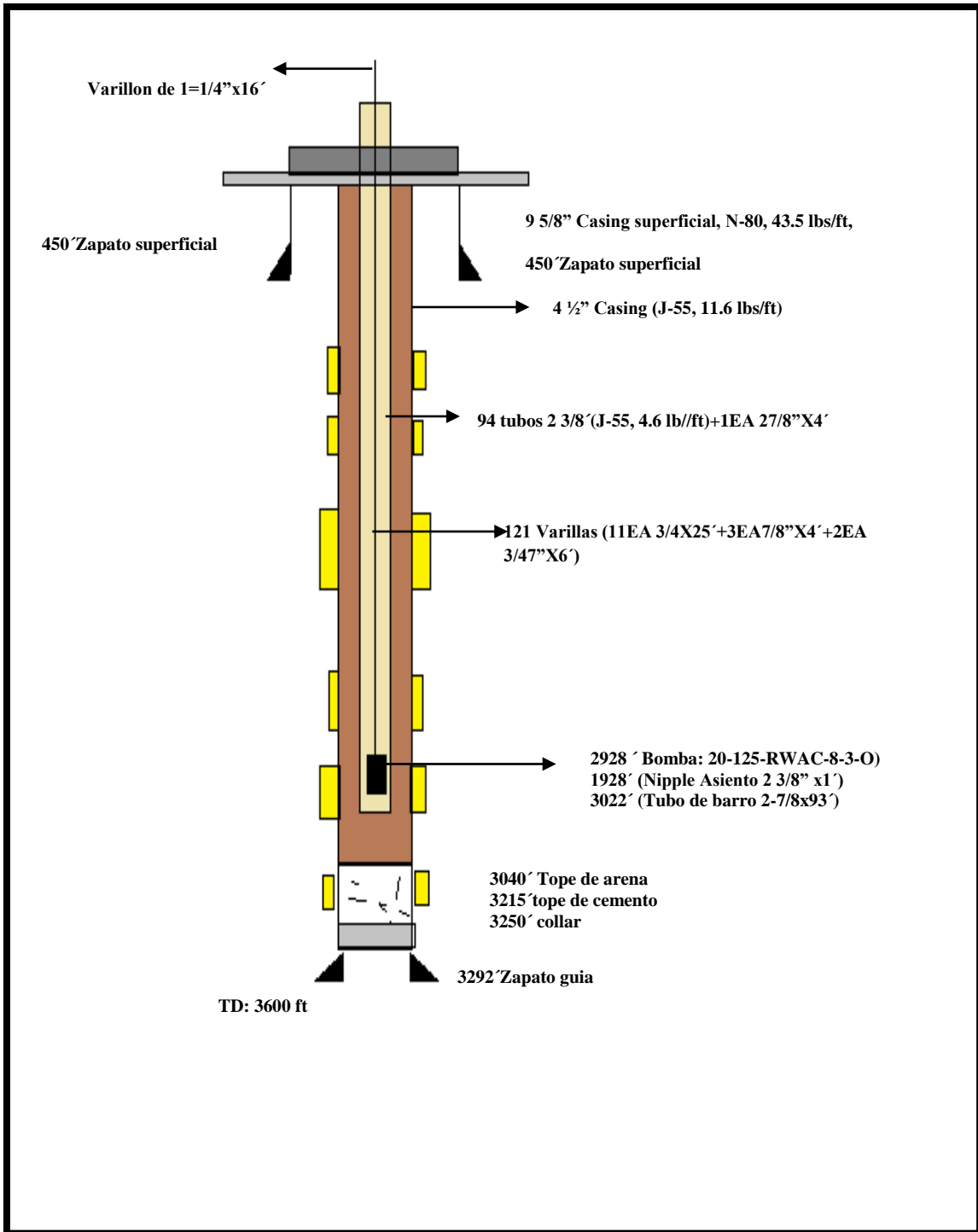


II.9 Diagrama de completación Pacoa-040

Elaborado por: Autor.



## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PACOA-042



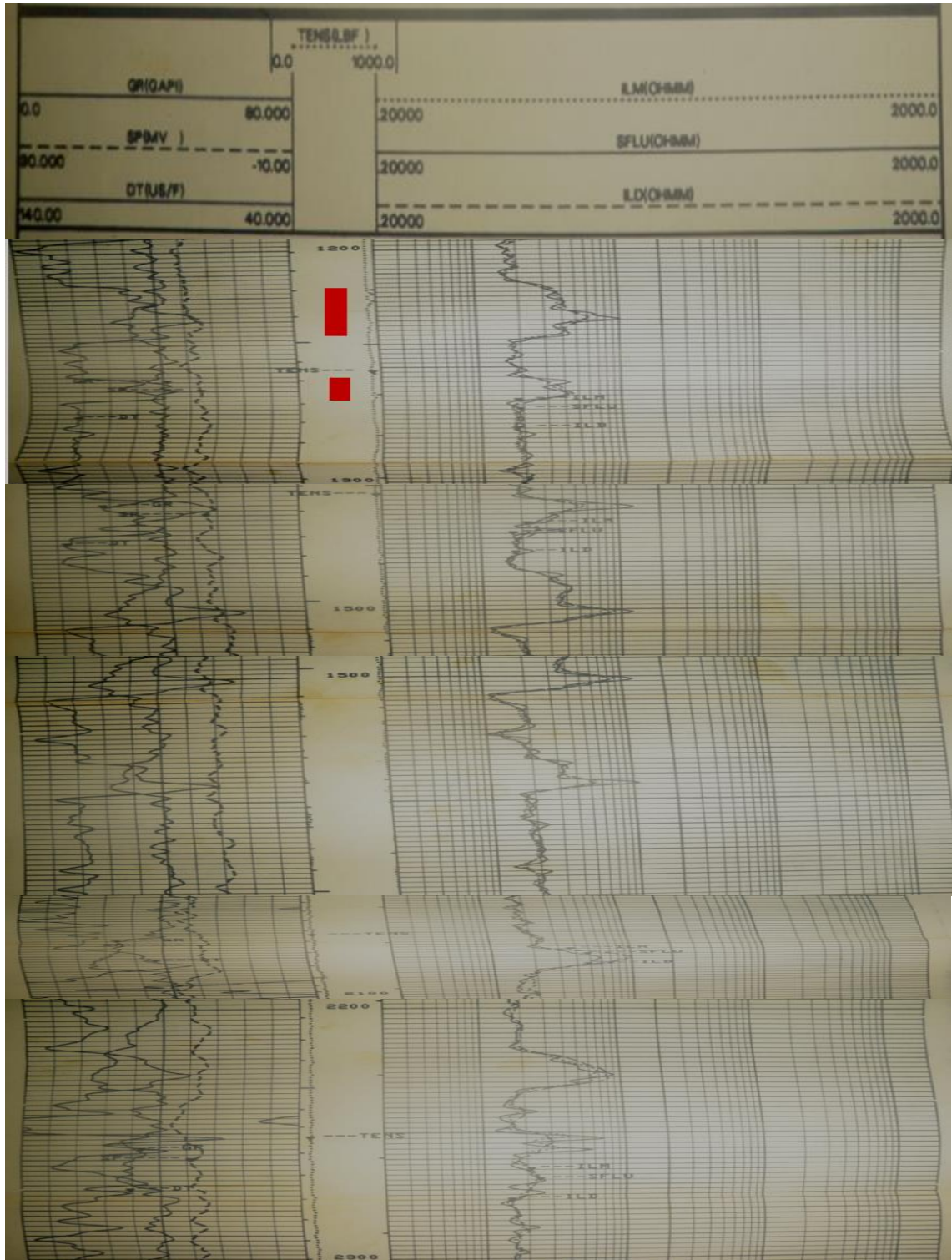
II.10 Diagrama de completación Pacoa-042

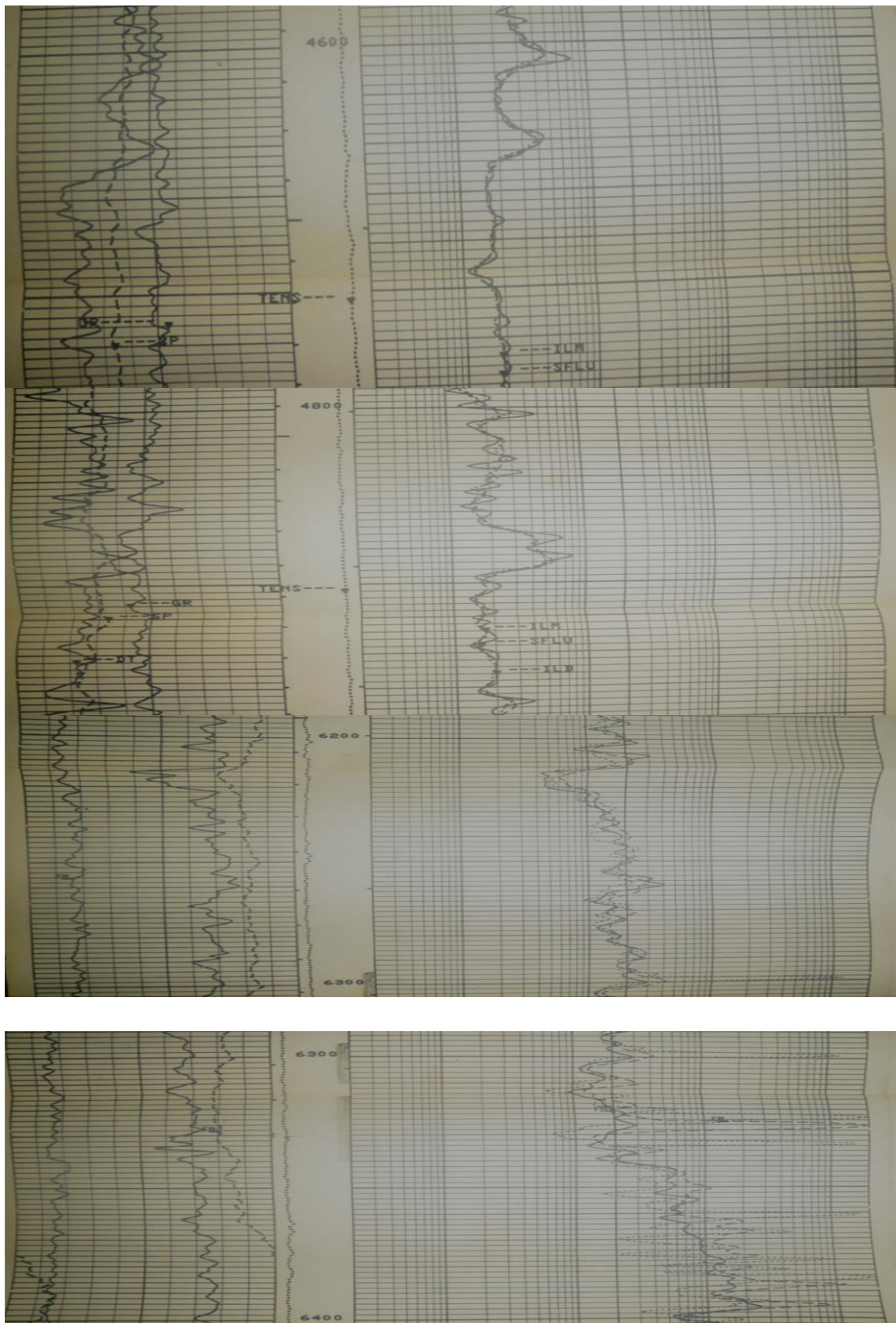
Elaborado por: Autor.

# APÉNDICE III

## REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

### REGISTRO ELECTRICO PACOA-001



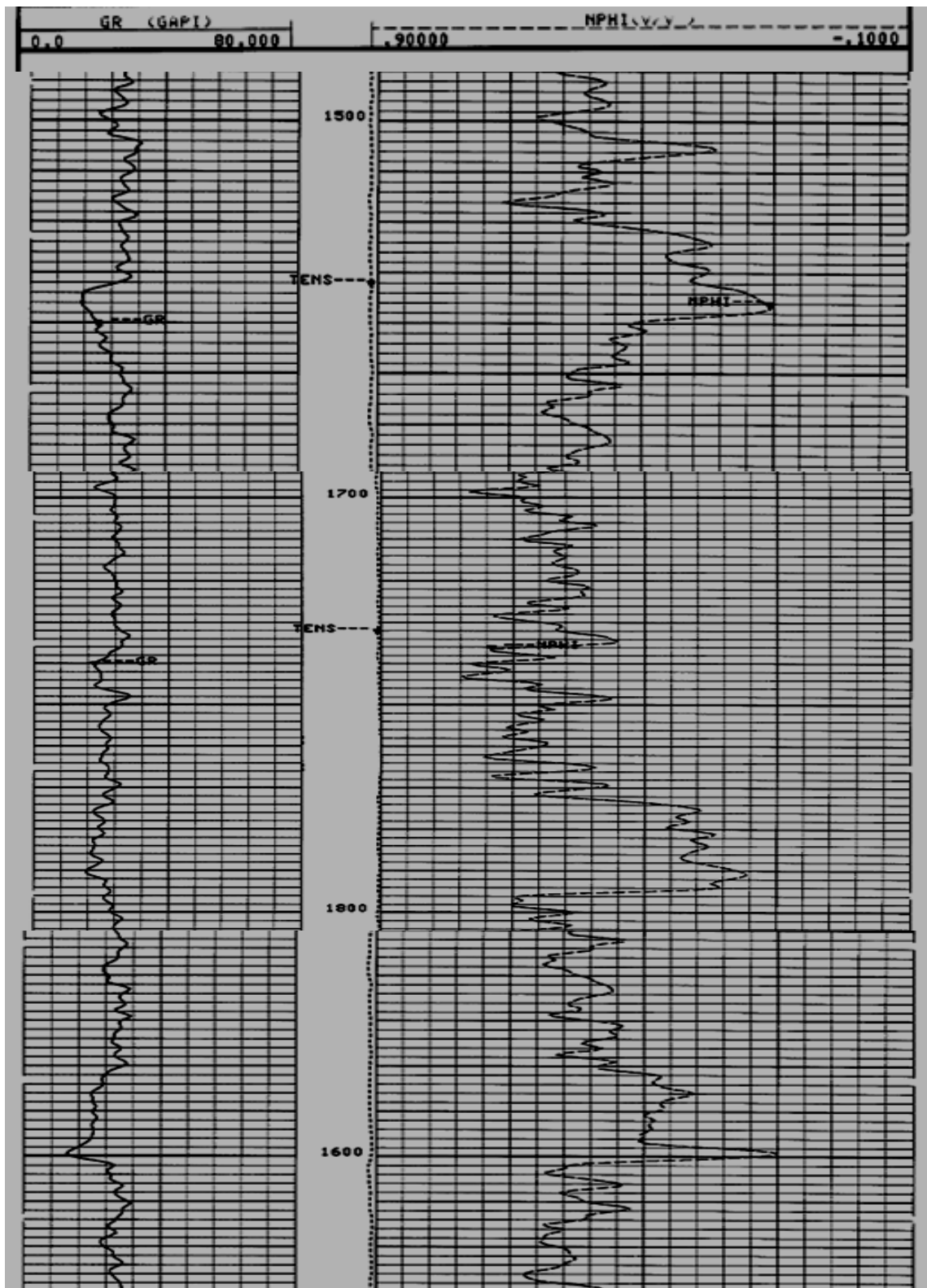


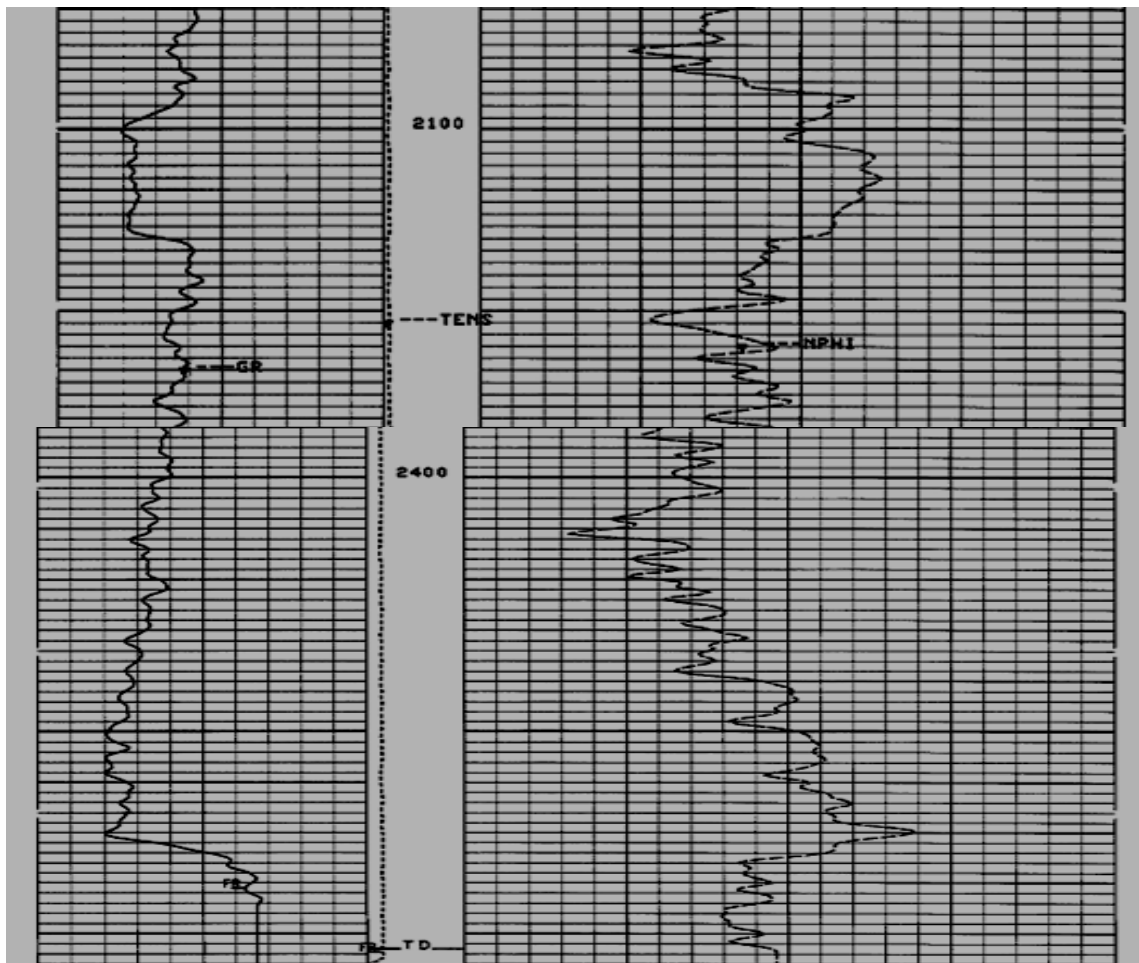
III.1 Registro eléctrico Pacoa-001

Fuente: E.P. Petroecuador.



# REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-002

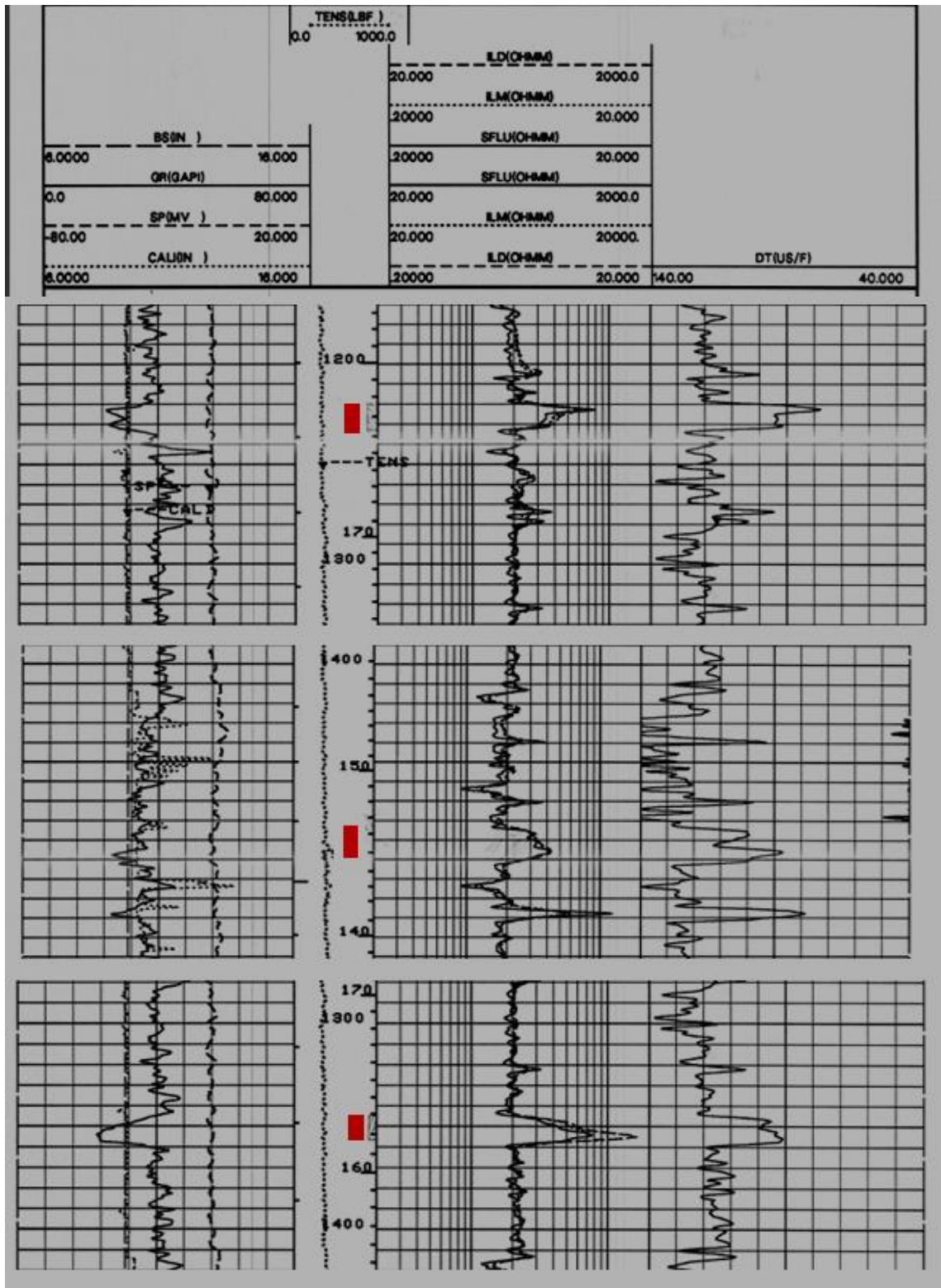


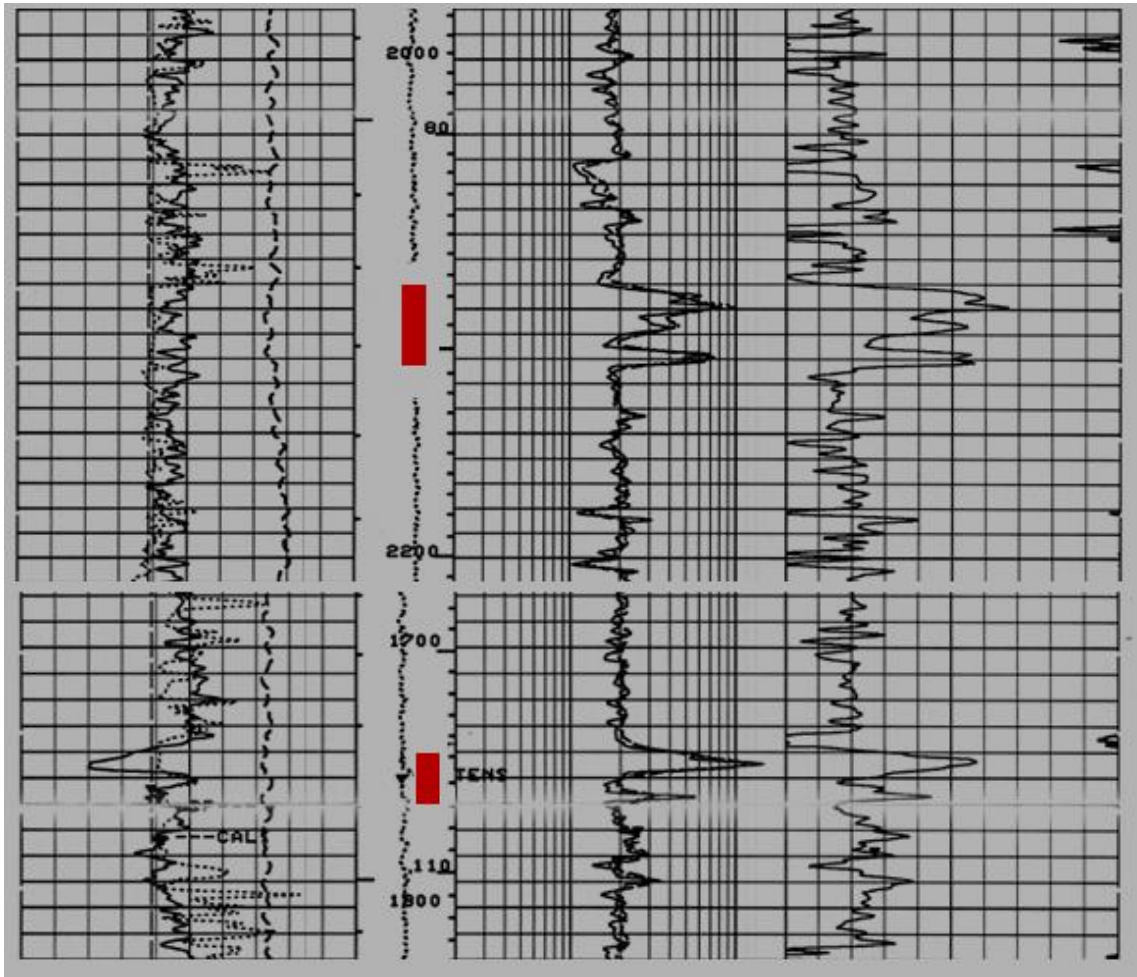


### III.2 Registro eléctrico Pacoa-002

Fuente: E.P. Petroecuador.

# REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-005



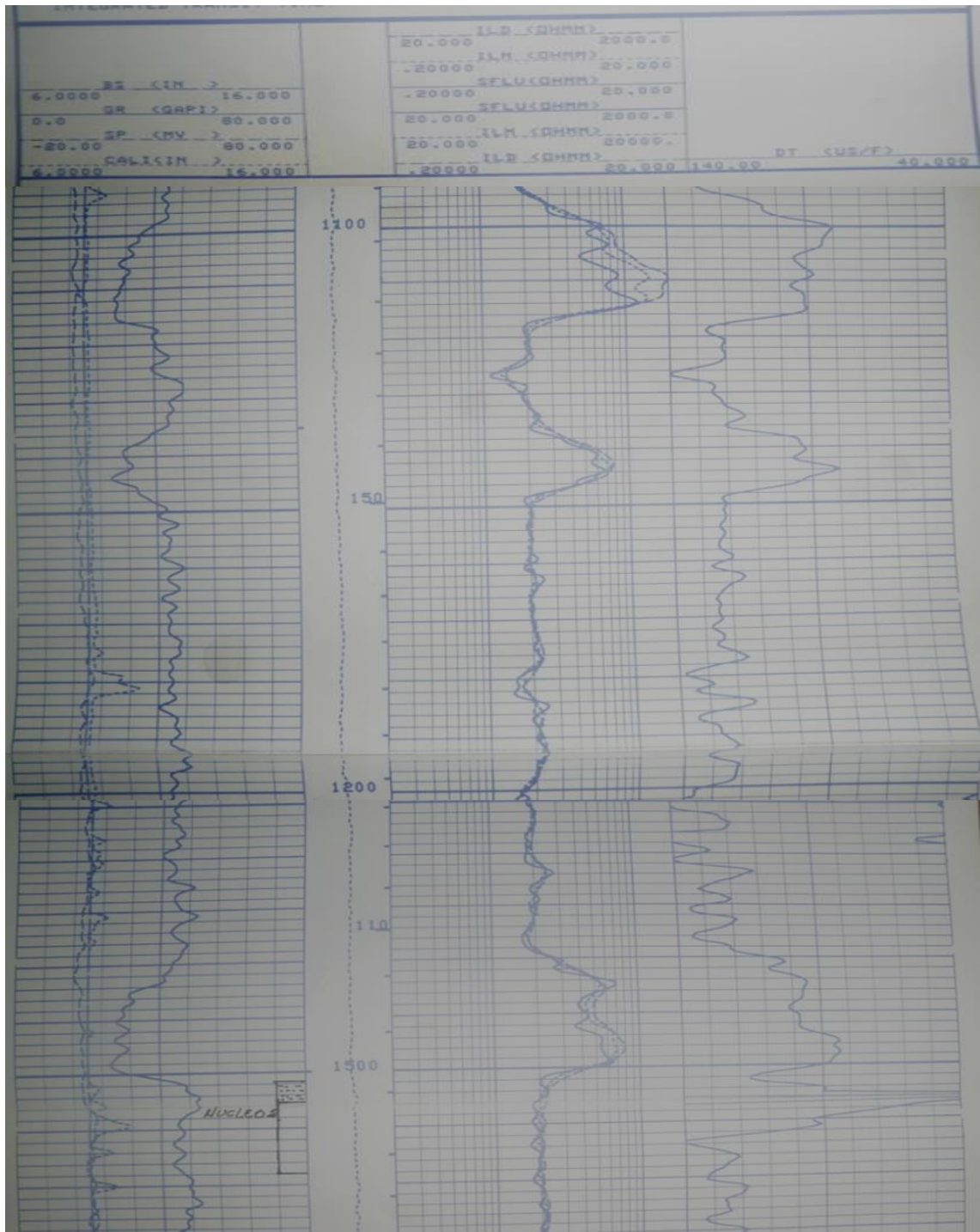


### III.3 Registro eléctrico Pacoa-005

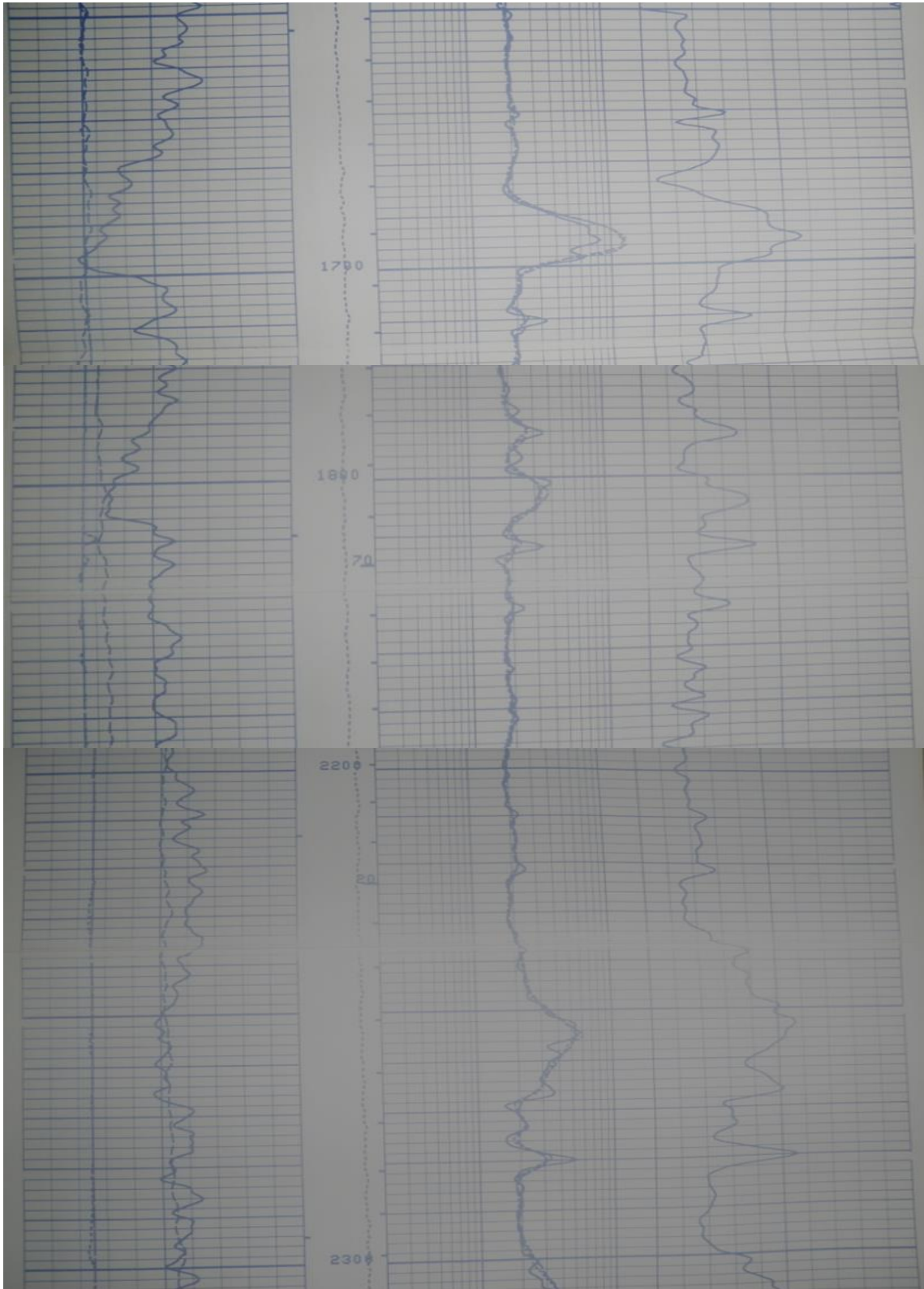
Fuente: E.P. Petroecuador.



# REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-010



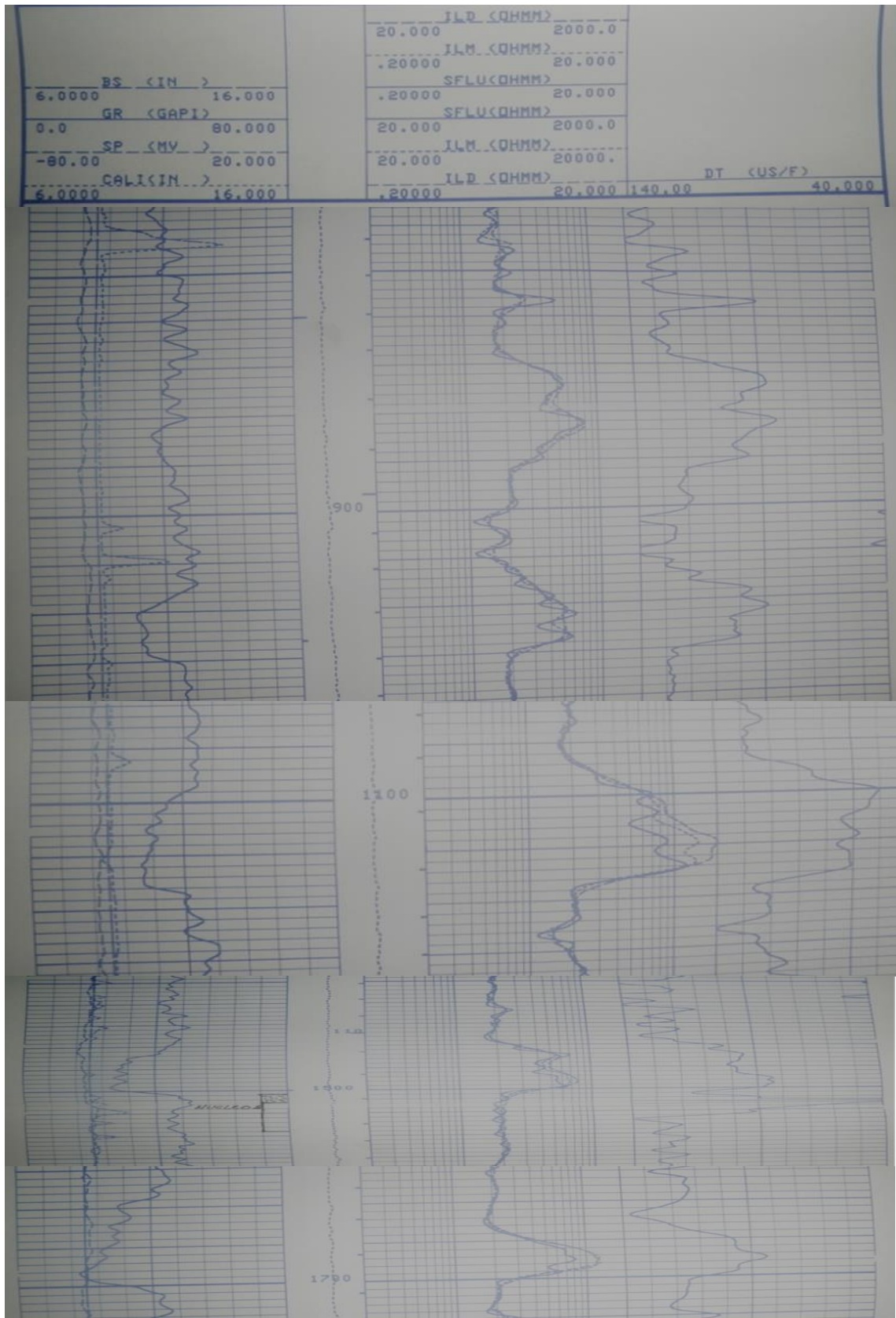


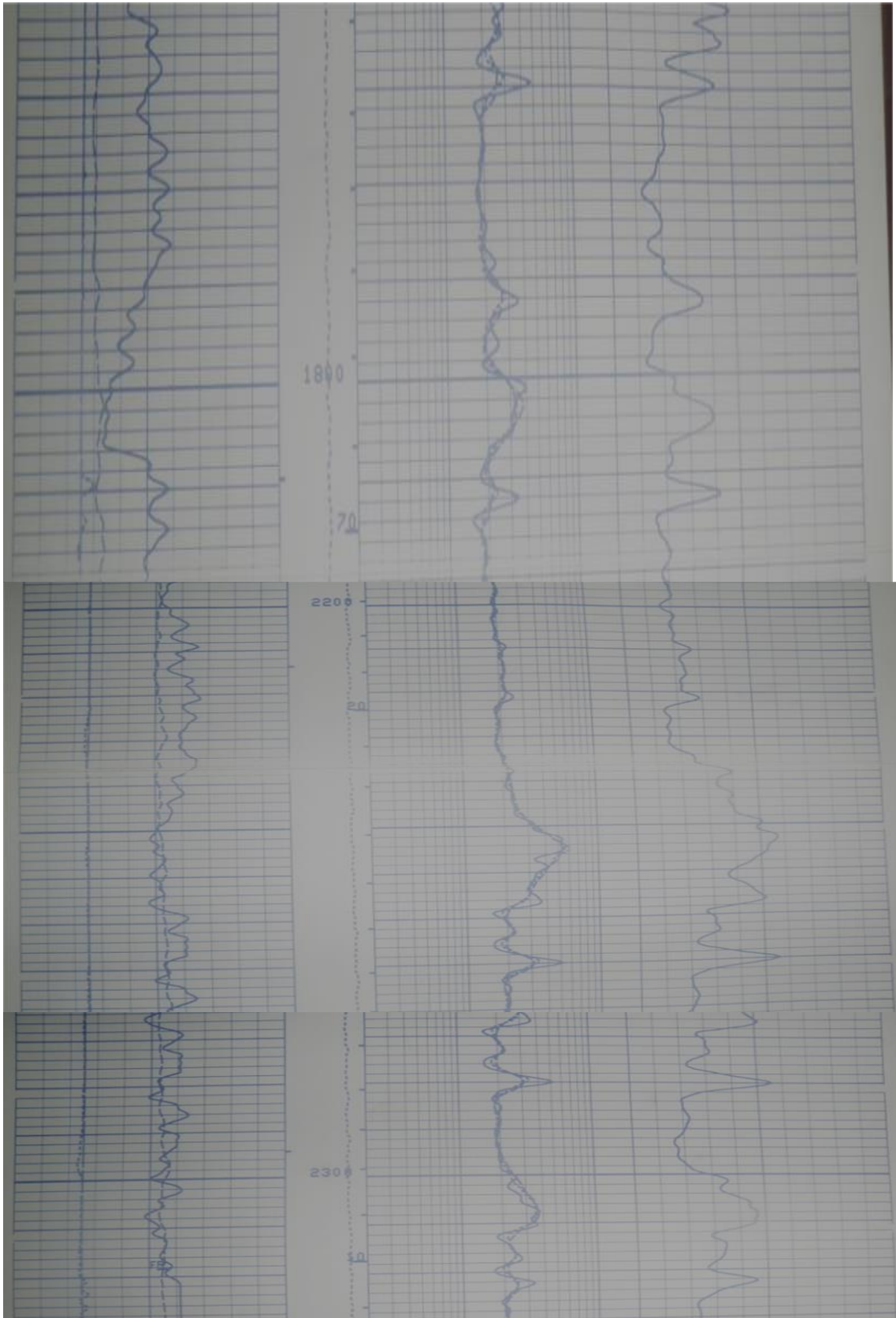


**III.4 Registro eléctrico Pacoa-010**

**Fuente: E.P. Petroecuador.**

# REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-011



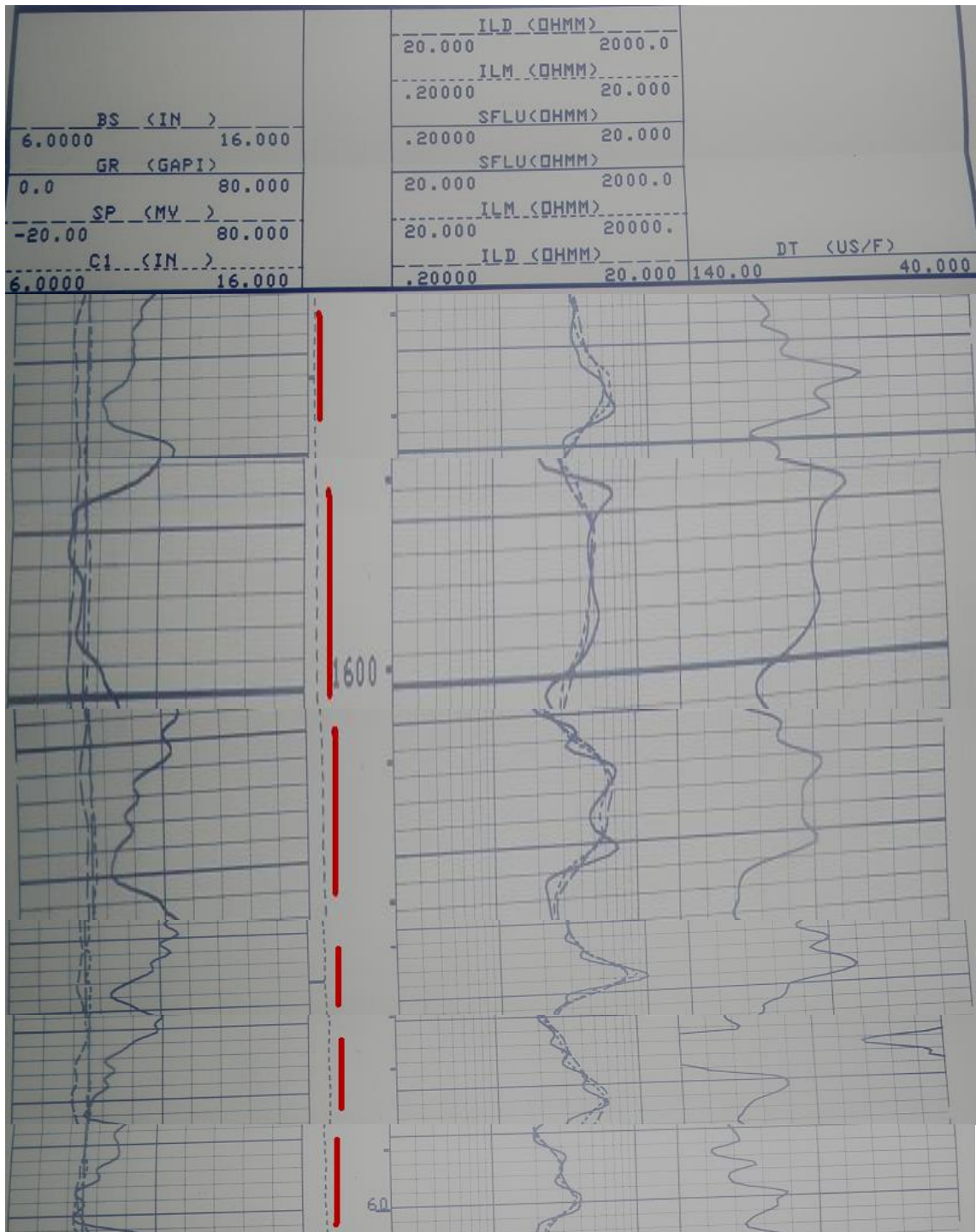


### III.5 Registro eléctrico Pacoa-011

Fuente: E.P. Petroecuador.



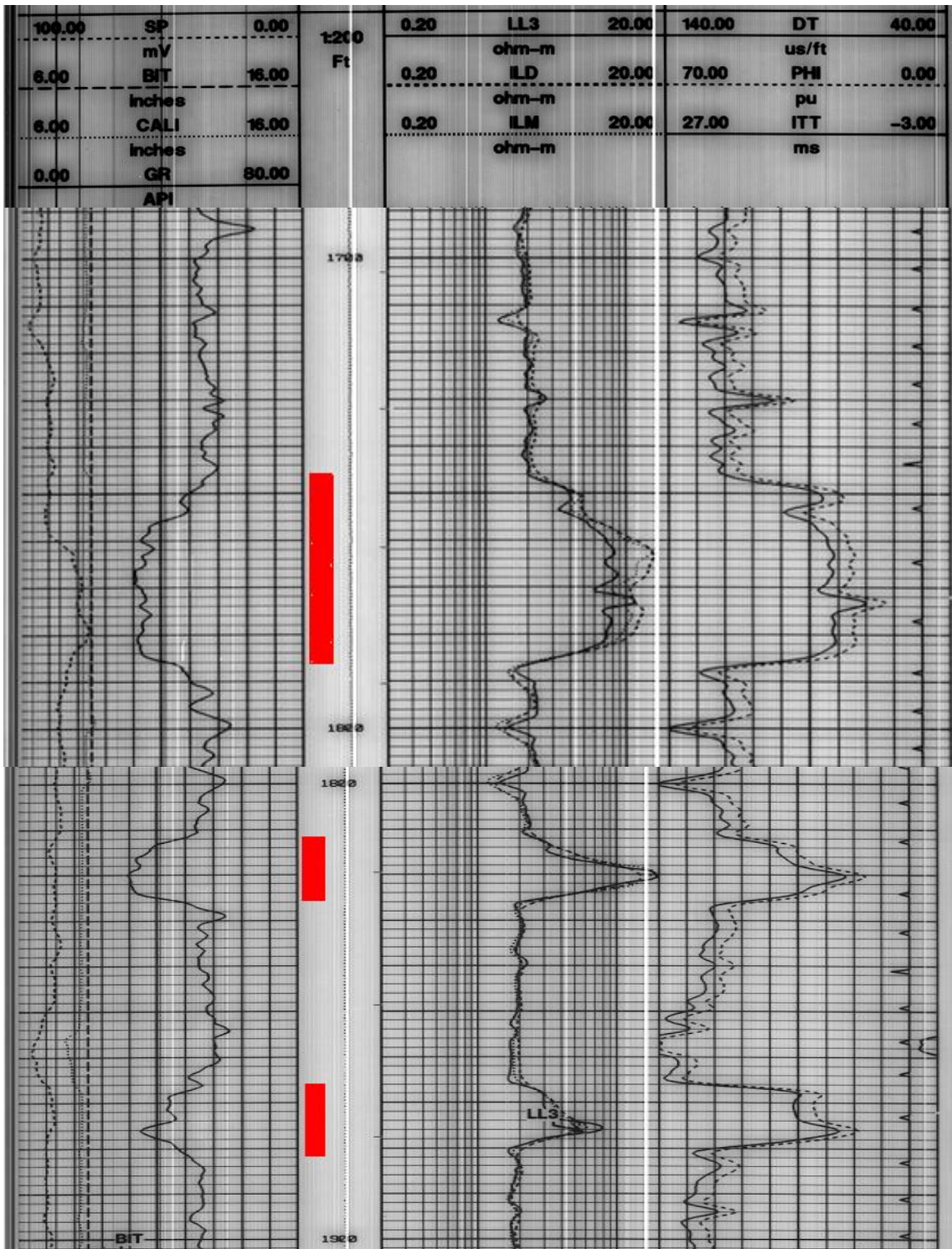
## REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-022



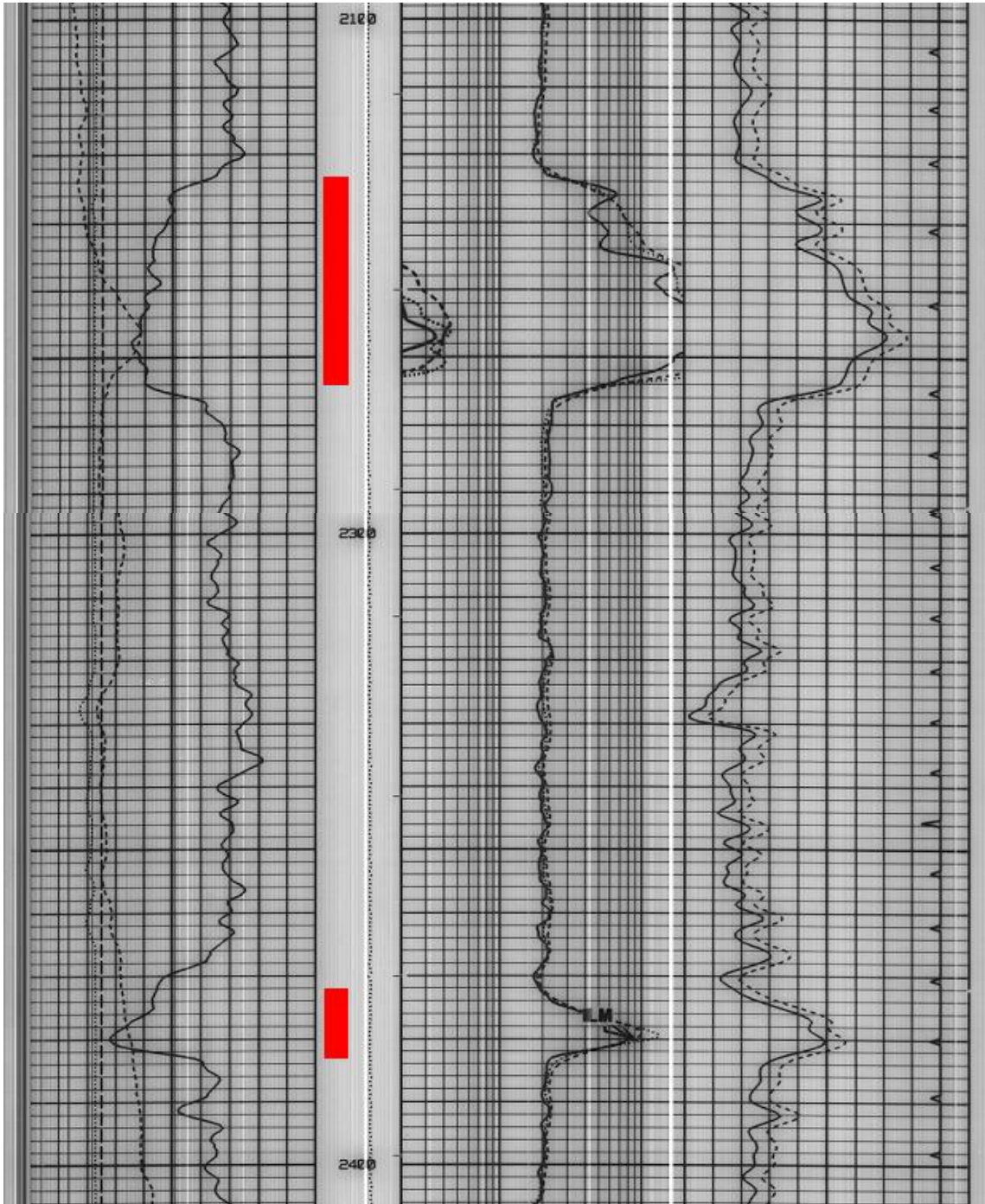
### III.6 Registro eléctrico Pacoa-022

Fuente: E.P. Petroecuador.

## REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-025



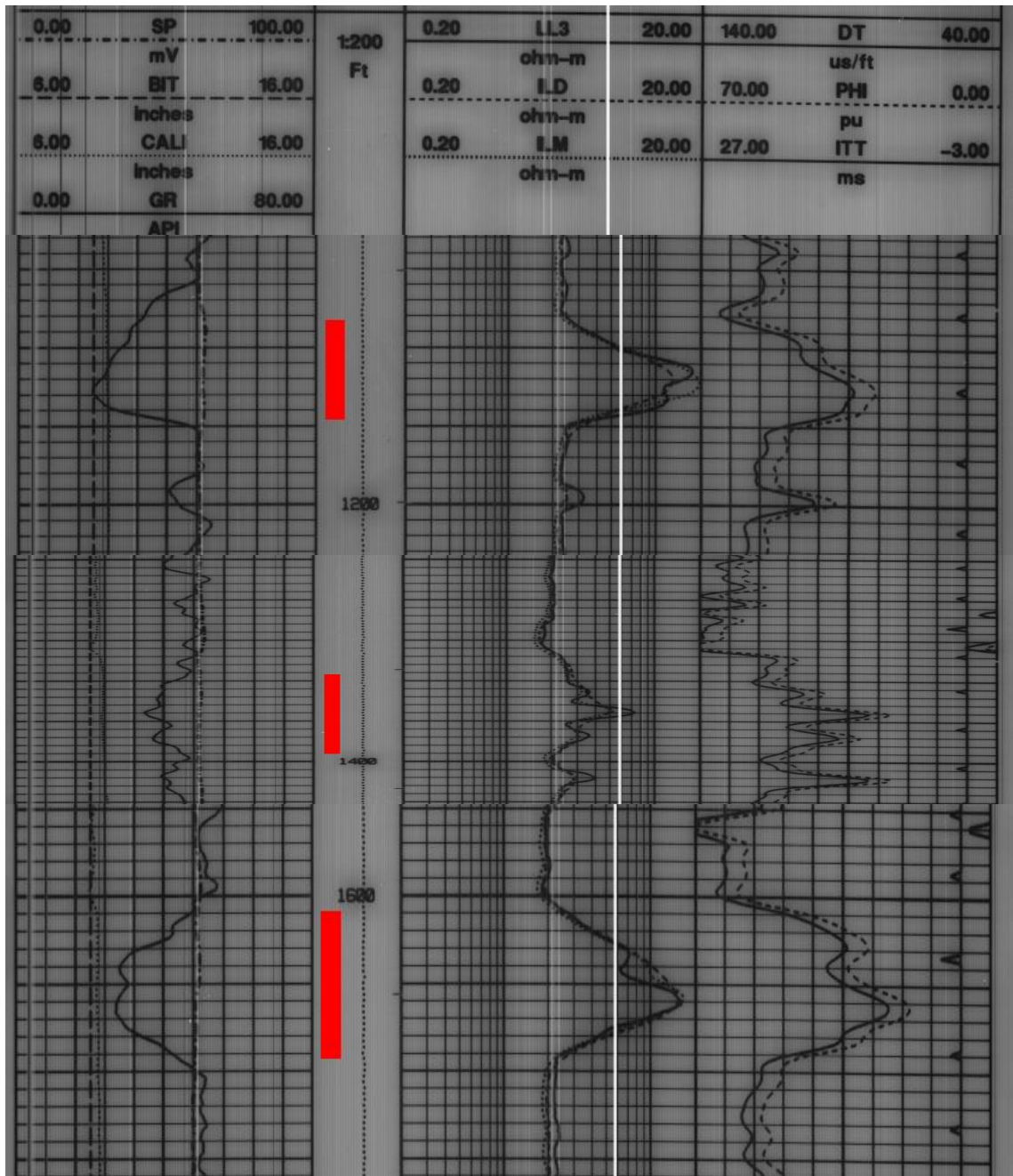




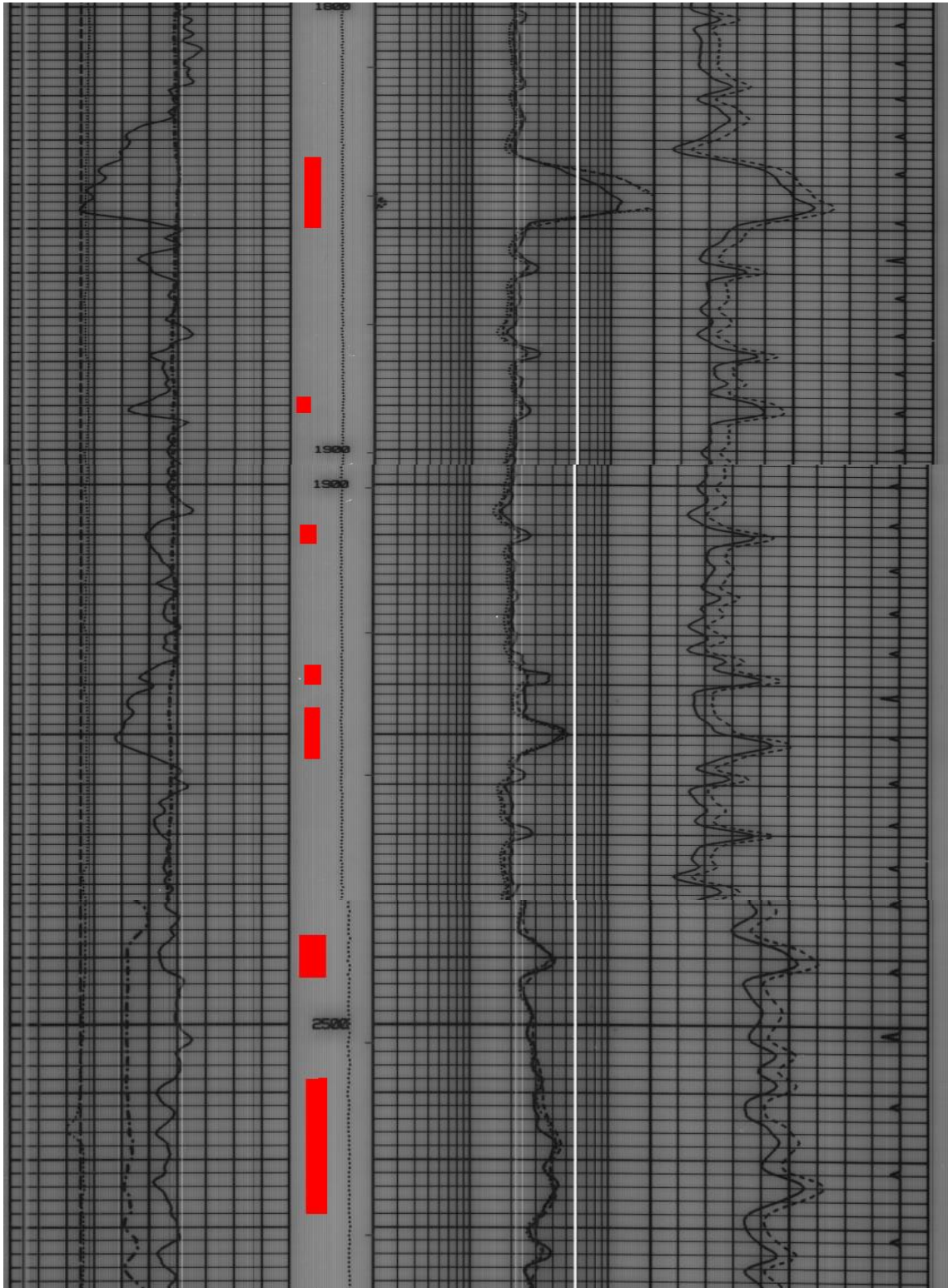
**III.7 Registro eléctrico Pacoa-0025**

**Fuente: E.P. Petroecuador.**

# REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-040





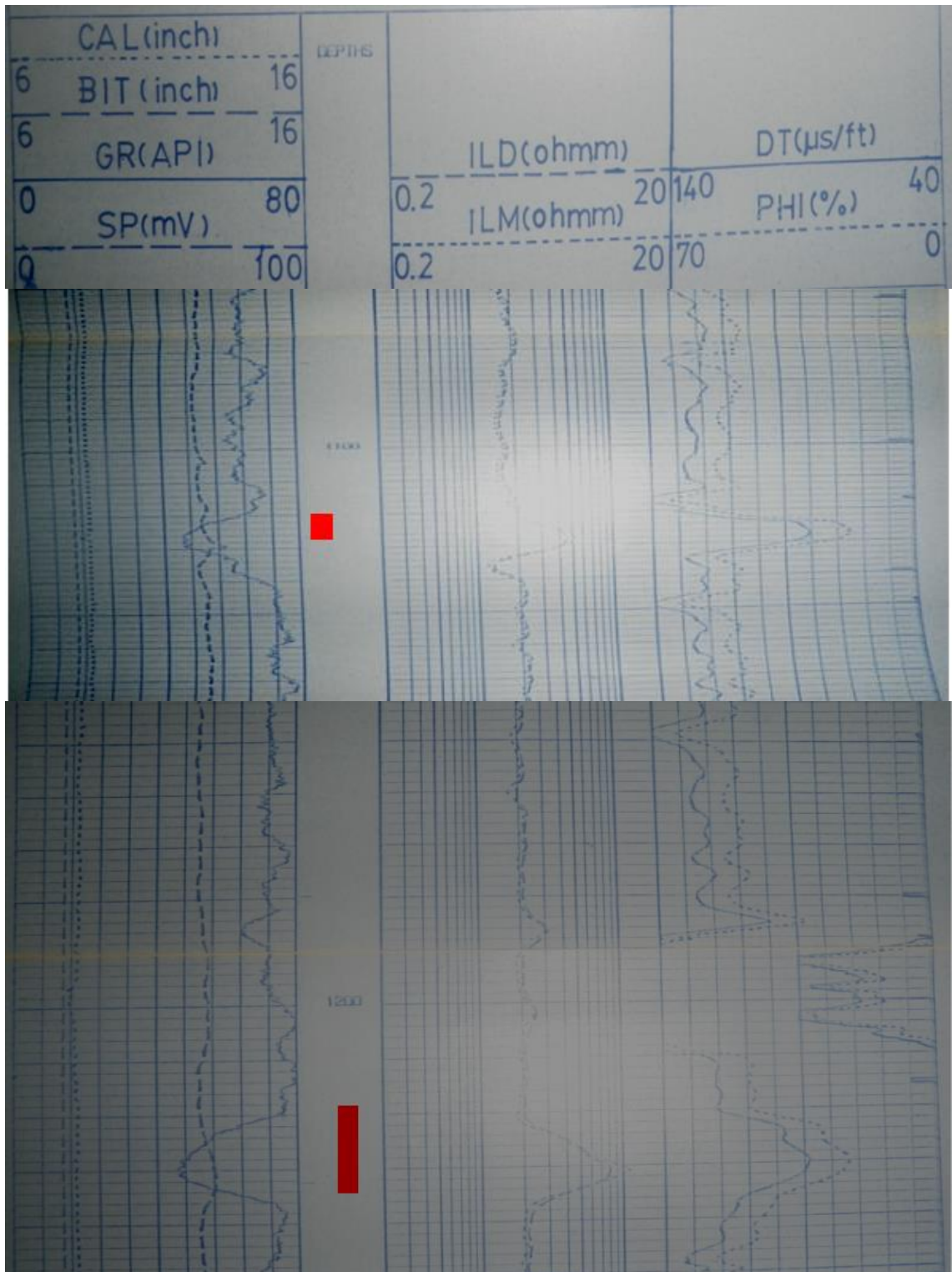


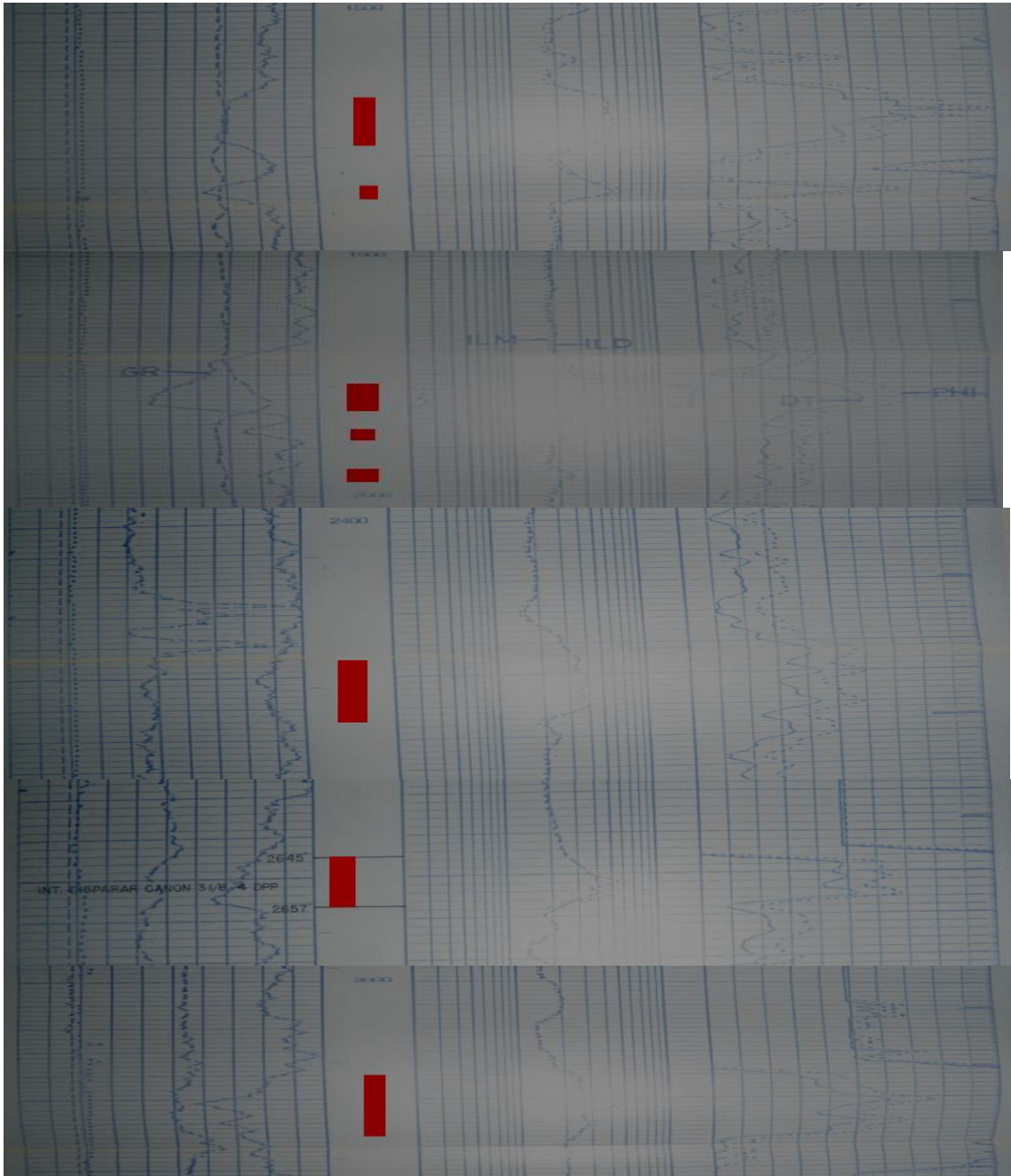
**III.8 Registro eléctrico Pacoa-040**

**Fuente: E.P. Petroecuador.**



## REGISTRO ELÉCTRICO PACOA-042





### III.9 Registro eléctrico Pacoa-042

Fuente: E.P. Petroecuador.

## APÉNDICE IV

### FOTOGRAFÍAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

#### PACOA-001



#### IV.1 Pacoa-001

Fuente: E.P Petroecuador.

## PACOA-002



### IV.2 Pacoa-002

Fuente: E.P Petroecuador.



**PACOA-004**



**IV.3 Pacoa-004**

**Fuente: E.P Petroecuador.**

## PACOA-010



### IV.4 Pacoa-010

Fuente: E.P Petroecuador.

## PACOA-011



### IV.5 Pacoa-011

Fuente: E.P Petroecuador.



## PACOA-022



### IV.6 Pacoa-022

Fuente: E.P Petroecuador.



## PACOA-024



**IV.7 Pacoa-024**

**Fuente: E.P Petroecuador.**

## PACOA-040



### IV.8 Pacoa-040

Fuente: E.P Petroecuador.

**PACOA-042**



**IV.9 Pacoa-042**

**Fuente: E.P Petroecuador.**