



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN  
CIENCIAS DE LA TIERRA

“NORMALIZACIÓN DE LOS REGISTROS  
GEOFÍSICOS DE CHICONTEPEC PARA  
EL CÁLCULO DEL ÍNDICE DE FLUJO”

REPORTE DE TRABAJO PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

RODRIGO GERARDO GONZÁLEZ SOMMER



ASESOR:

ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. ENERO 2011

---

---

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios por haberme brindado la capacidad y la fortaleza para concluir esta etapa de mi vida y poder terminar este proyecto; por acompañarme a lo largo del camino apoyándome para superar los obstáculos.*

*A mi madre, Irene Sommer Klett, por su apoyo y amor incondicional a lo largo de los años para llegar a donde estoy, por ser un modelo en mi vida y haberme hecho el hombre y ser humano que soy. Gracias por acompañarme a lo largo de mis éxitos y fracasos, y por todo tu esfuerzo y apoyo para cumplir esta meta. Por esto y más, gracias, te quiero mucho.*

*A mi padre, Gerardo González Orendáin, por todo su apoyo y amor, por los consejos brindados y por ayudarme a cumplir esta etapa de mi vida. Gracias por todos los momentos compartidos y por ayudarme a ser quien soy, te quiero mucho.*

*A mis hermanos, Diego y Mariana, que siempre han estado ahí para apoyarme, para darme consejos, y para acompañarme en el trayecto de mi vida. Siempre han sido y serán una parte muy importante de mi vida, los quiero mucho.*

*A mis hermanas, Greta y Frida, por los momentos compartidos y las experiencias juntos, son una parte muy importante de mi vida, las quiero mucho.*

*A toda mi familia, que de una u otra manera han sido un pilar importante en mi vida, un gran apoyo para mí y para culminar esta etapa, gracias por sus consejos, su apoyo, y por todos los momentos compartidos; los quiero a todos.*

*A todos mis amigos, que me han acompañado a lo largo del camino, que han sido parte de esta experiencia maravillosa, dejando su huella en mí a través de tantas experiencias,*

---

---

---

*vivencias, consejos y todo su apoyo. Siempre serán parte importante de mí.*

*A todos los profesores que han dejado huella en mí a través de sus conocimientos y experiencia, han sido parte fundamental de mi desarrollo profesional.*

*A mis sinodales, por sus valiosos consejos, por el apoyo brindado y por el tiempo dedicado a este trabajo.*

*A la Compañía Schlumberger, por haberme brindado tan excelente oportunidad; en especial a todos los integrantes del RTC, por su apoyo, confianza y ayuda brindada para culminar este proyecto y por formar parte del inicio de mi vida profesional.*

*A mi querida Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por ser la mejor y otorgarme una educación de excelencia, por ser mi alma mater, y la base de mi desarrollo profesional; siempre la llevaré conmigo y seré orgullosamente universitario.*

---

## ÍNDICE

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>iii</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>vi</b>
<b>I. OBJETIVO Y ALCANCE DEL REPORTE .....</b>	<b>1</b>
Objetivo.....	1
Alcance.....	1
Repositorio Central de Datos de Petrel .....	2
Estandarización de Nemónicos para los Registros Geofísicos .....	4
Unificación de Unidades de los Registros Geofísicos .....	5
Normalización de Registros Geofísicos.....	7
<b>II. INTRODUCCIÓN AL CONTEXTO GEOLÓGICO Y DE EXPLOTACIÓN DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC .....</b>	<b>11</b>
Localización del Paleocanal de Chicontepec .....	12
Marco Geológico.....	15
Sedimentología.....	15
Estratigrafía.....	17
Litología .....	18
Desarrollo de los Pozos en Chicontepec .....	20
Producción de los Campos de Chicontepec .....	21
Reservas de Chicontepec .....	23
<b>III. REPOSITORIO CENTRAL DE DATOS DE PETREL .....</b>	<b>24</b>
Datos de Perforación.....	25
Muestras de Roca .....	25
Pruebas de Formación.....	26
Registros Geofísicos .....	27
Rayos Gamma.....	28
Registros de Resistividad o Conductividad Eléctrica.....	29
Laterolog .....	31
Inducción.....	31
Registros de Porosidad .....	33

Registro Sónico .....	33
Registro de Densidad .....	35
Registro Neutrón .....	37
Repositorio Central de Datos de Petrel .....	38
Descripción del Repositorio Central de Datos de Petrel .....	38
Creación de un Pozo.....	41
Cargando los Registros Geofísicos .....	44
Visualización y Revisión de los Datos Importados.....	48
<b>IV. ESTANDARIZACIÓN DE NEMÓNICOS PARA LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.....</b>	<b>51</b>
Descripción y Clasificación de los Nemónicos.....	52
Definición de Reglas y Pasos para la Estandarización.....	55
Estandarización de los Nemónicos Mediante la Herramienta de Cálculo .....	56
Revisión de Nemónicos y Registros Estandarizados .....	59
<b>V. UNIFICACIÓN DE UNIDADES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS .....</b>	<b>61</b>
Descripción del Plug In <i>LOG STATISTICS SUMMARY</i> para la Unificación de Unidades .....	62
Implementación del Plug In .....	64
Conversión de Unidades de los Registros.....	66
Revisión y Validación de Resultados.....	68
<b>VI. NORMALIZACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS .....</b>	<b>69</b>
Descripción del Plug In <i>LOG HISTOGRAM NORMALIZATION</i> .....	70
Implementación del Plug In .....	74
Revisión de los Registros Normalizados .....	78
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>81</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>83</b>

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO I

Figura 1. 1 Etapas y procesos involucrados en la construcción del Repositorio Central de Datos en Petrel .....	3
Figura 1. 2 Etapas del proceso de Estandarización de los Registros Geofísicos.....	5
Figura 1. 3 Etapas del proceso de Unificación de Unidades de los Registros Geofísicos.....	6
Figura 1. 4 Etapas del proceso para la Normalización de Registros Geofísicos .....	8

### CAPÍTULO II

Figura 2. 1 Localización del Paleocanal de Chicontepec con los pozos perforados .....	13
Figura 2. 2 Localización geográfica del Paleocanal de Chicontepec. Fuente: PEMEX.....	13
Figura 2. 3 División de los campos que componen Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001).....	14
Figura 2. 4 División de los campos de Chicontepec por el tamaño de reservas 2P (Javier Estrada, CNH).....	14
Figura 2. 5 Modelo deposicional de cuerpos individuales de arena en Chicontepec (PEMEX) .....	16
Figura 2. 6 Modelo sedimentológico de Abanico Submarino propuesto por Roger Walker (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001) .....	17
Figura 2. 7 Columna estratigráfica del Paleocanal de Chicontepec .....	17
Figura 2. 8 Sección estructural regional de la Cuenca de Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001) .....	18
Figura 2. 9 Clasificación de los granos de los núcleos analizados (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001).....	19
Figura 2. 10 Estado Mecánico típico de los pozos en Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001).....	21
Figura 2. 11 Histórico de Pozos Perforados y Producción Diaria en Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001).....	22
Figura 2. 12 Histórico de la Producción de Crudo en Chicontepec (CNH, 2010) .....	22

### CAPÍTULO III

Figura 3. 1 Diagrama esquemático de la toma de Registros Geofísicos .....	27
Figura 3. 2 Descripción de las Zonas Medidas por los Registros de Resistividad.....	30
Figura 3. 3 Evolución Tecnológica de las herramientas laterolog de Schlumberger (Barbara Ina Anderson, <i>Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response</i> ) .....	31
Figura 3. 4 Sistema de Inducción básico de dos bobinas y su funcionamiento.....	32
Figura 3. 5 Evolución Tecnológica de las herramientas resistivas de inducción de Schlumberger (Barbara Ina Anderson, <i>Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response</i> ) .....	33

Figura 3. 6 Herramientas para Registros Sónicos: a) Configuración Básica, b) BHC (Paul Grover, <i>Petrophysics MSc Course Notes</i> ).....	34
Figura 3. 7 Sistema del Registro Sónico (Schlumberger) .....	35
Figura 3. 8 Configuración de la herramienta de Registros de Densidad (Thomas W. Engler, <i>Density Logs</i> ) .....	36
Figura 3. 9 Sonda para el Registro Neutrón (Thomas W. Engler, <i>Neutron Logs</i> ) .....	37
Figura 3. 10 Curvas de Porosidad equivalente para el Registro Neutrón (Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications).....	38
Figura 3. 11 Clasificación de los Pozos de Chicontepec por Sectores en Petrel.....	39
Figura 3. 12 Registros contenidos en un Pozo.....	39
Figura 3. 13 Propiedades de un Pozo en Petrel .....	40
Figura 3. 14 Ventanas de visualización en Petrel, ventana 3D y Correlación.....	41
Figura 3. 15 Ejemplo de un archivo de trayectoria de un pozo ( <i>Survey</i> ) .....	41
Figura 3. 16 Archivo <i>WellHead</i> creado para cargar a Petrel .....	42
Figura 3. 17 Archivo <i>Survey</i> creado para cargar a Petrel .....	42
Figura 3. 18 Proceso de Creación de un Pozo: Ubicación y Trayectoria .....	43
Figura 3. 19 Grupos de Registros .....	45
Figura 3. 20 Ejemplo de los Datos de los Registros.....	46
Figura 3. 21 Proceso de carga de los Registros Geofísicos y su Resultado .....	47
Figura 3. 22 Visualización de los Registros Geofísicos .....	48
Figura 3. 23 Revisión de la Ubicación y Trayectoria de los Pozos .....	49
Figura 3. 24 Revisión de los Registros Geofísicos.....	49
Figura 3. 25 Organización de los Registros en la sección <i>Global Well Logs</i> .....	50

#### CAPÍTULO IV

Figura 4. 1 Ejemplo de la dispersión de Nemónicos para un registro de Resistividad .....	51
Figura 4. 2 Registros Contenidos en el Repositorio Central de Datos de Petrel .....	52
Figura 4. 3 Ejemplo del Cambio de Nemónico del Registro de Resistividad Profunda (Rd).....	55
Figura 4. 4 Calculadora de Petrel: Componentes y Funciones.....	56
Figura 4. 5 Plantillas de la Calculadora de Petrel para los Registros Geofísicos.....	57
Figura 4. 6 Proceso de Estandarización de Nemónicos para los Registros Geofísicos.....	58
Figura 4. 7 Revisión de los Registros Geofísicos Estandarizados.....	60

#### CAPÍTULO V

Figura 5. 1 Plug In <i>LOG STATISTICS SUMMARY</i> .....	63
Figura 5. 2 Superficies u Horizontes creados en Petrel.....	63
Figura 5. 3 Resultados reportados por el Plug In .....	64
Figura 5. 4 Descripción del Funcionamiento del Plug In.....	66
Figura 5. 5 Corrección de las unidades de los registros mediante la Calculadora de Petrel.....	67

Figura 5. 6 Revisión de las unidades de los registros corregidos ..... 68

**CAPÍTULO VI**

Figura 6. 1 Plug In *LOG HISTOGRAM NORMALIZATION* ..... 70

Figura 6. 2 Visualización del registro a normalizar en el Plug In ..... 71

Figura 6. 3 Ventana del Plug In mostrando los posibles problemas en los pozos..... 72

Figura 6. 4 Ventana mostrando el Histograma y la Distribución Gaussiana del registro: a) 50 datos graficados, b) 100 datos graficados..... 73

Figura 6. 5 Visualización de los pozos a normalizar y selección de las primeras plataformas..... 74

Figura 6. 6 Selección del Pozo Clave: vista de planta (izquierda) y vista en 3D (derecha)..... 75

Figura 6. 7 Descripción del funcionamiento del Plug In *LOG HISTOGRAM NORMALIZATION* ..... 77

Figura 6. 8 Histogramas del Registro Original (a) y el Registro Normalizado (b) ..... 78

Figura 6. 9 Propiedades de los registros: (a) Registro Original, (b) Registro Normalizado..... 79

Figura 6. 10 Ventanas de correlación para el Registro Original (a) y el Registro Normalizado (b)..... 80



## LISTA DE TABLAS

### CAPÍTULO II

Tabla 2. 1 Volumen Original y Producción Acumulada de Chicontepec .....	11
Tabla 2. 2 Reservas de Hidrocarburos en Chicontepec (Fuente: PEMEX-PEP) .....	23

### CAPÍTULO III

Tabla 3. 1 Datos para el Repositorio Central de Datos de Petrel .....	25
Tabla 3. 2 Datos obtenidos de Núcleos a través de análisis convencionales y especiales ...	26
Tabla 3. 3 Registros de la Herramienta CMR .....	44
Tabla 3. 4 Registros de Evaluaciones y Volúmenes del Repositorio Central .....	45

### CAPÍTULO IV

Tabla 4. 1 Nemónicos presentes en el Repositorio Central de Datos de Petrel.....	53
Tabla 4. 2 Clasificación de los Nemónicos para la Estandarización .....	54
Tabla 4. 3 Principales Registros Geofísicos con su Símbolo Correspondiente.....	59

### CAPÍTULO V

Tabla 5. 1 Registros Geofísicos con sus unidades Correspondientes.....	61
Tabla 5. 2 Conversiones requeridas para la unificación de unidades.....	67

### CAPÍTULO VI

Tabla 6. 1 Registros Geofísicos seleccionados para la normalización.....	74
--	----

# I. OBJETIVO Y ALCANCE DEL REPORTE

## OBJETIVO

El objetivo de este reporte es describir y analizar los resultados de las diversas actividades realizadas por un periodo de 15 meses en la Compañía de Servicio<sup>1</sup> a PEMEX, en un departamento que se enfoca a estudiar los problemas existentes en la Cuenca Tampico-Misantla, específicamente en el área de Chicontepec. La finalidad de dicho departamento de la empresa es desarrollar soluciones y tecnología que ayuden a mejorar el factor de recuperación de aceite de los yacimientos.

Este reporte y su contenido están basados en la descripción del proyecto de manera general, los procesos y herramientas utilizados para su creación y uso diario, metodologías y demás apoyos para el análisis y estudio de los Yacimientos de Chicontepec. Así mismo se describen los procesos de análisis para la caracterización de los yacimientos y la unificación de la información necesaria para dicho fin. Durante este periodo de tiempo, principalmente se estudiaron los Campos Agua Fría, Coapechaca, Corralillo, Coyula, Furbero y Tajín, los cuales se han ido desarrollando en los pasados años y aún continúan en desarrollo. Sin embargo, debido a las políticas de privacidad de la información de la compañía, algunos de los nombres de los pozos, campos y otra información del proyecto, han sido cambiados en este reporte con la finalidad de respetar dicha política.

## ALCANCE

Durante el tiempo que he laborado dentro de la compañía en el departamento antes mencionado, realicé diferentes actividades o subproyectos encaminados todos a un proyecto principal que es precisamente el tema de este reporte de trabajo: **Normalización de los Registros Geofísicos de Chicontepec en Petrel<sup>2</sup> para el Cálculo del Índice de Flujo**. Petrel es un software de sismica a simulación, el cual puede integrar diversos datos como geológicos, modelado geológico, geofísicos, de ingeniería de yacimientos, de perforación, entre otros. Entre los proyectos menores realizados para llegar al objetivo central se encuentran: **Actualización y Continuación del Repositorio Central de Datos de Petrel, Estandarización de los Nemónicos para los Registros Geofísicos, Unificación de Unidades de los Registros Geofísicos**.

Para poder realizar los proyectos mencionados fue necesario conocer el contexto geológico y de explotación en el que se encuentra el Paleocanal de Chicontepec, con la finalidad de entender las características generales del yacimiento, delimitar su área de estudio y familiarizarse con los diferentes tipos de datos existentes.

---

<sup>1</sup> Trabajo realizado en la Compañía **Schlumberger** en el Departamento “Centro Regional Tecnológico para Recuperación Avanzada” (RTC, Regional Technology Center), del 24 de junio de 2009 al 30 de octubre de 2010.

<sup>2</sup> Petrel es propiedad de Schlumberger, todos los derechos reservados

De igual manera tuve que familiarizarme con el software Petrel ya que era completamente desconocido para mí, lo cual logre realizando una autocapacitación por medio de los manuales impresos y electrónicos del software. También recibí ayuda de los científicos que laboran en el área para puntos específicos del manejo del software. El proceso de capacitación tomo alrededor de un mes, dado que había que realizar otras actividades al mismo tiempo.

Hay que señalar que los proyectos mencionados están relacionados entre sí para poder desarrollar el proyecto y contribuir a la caracterización de los Yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, y con ello cumplir el propósito de este proyecto: poder determinar el índice de flujo en los pozos de Chicontepec.

A continuación se presenta una breve descripción de los proyectos a fin de comprender de manera general en qué consiste cada uno, su objetivo y cómo se desarrollaron. En los capítulos posteriores se describen en detalle.

## **REPOSITORIO CENTRAL DE DATOS DE PETREL**

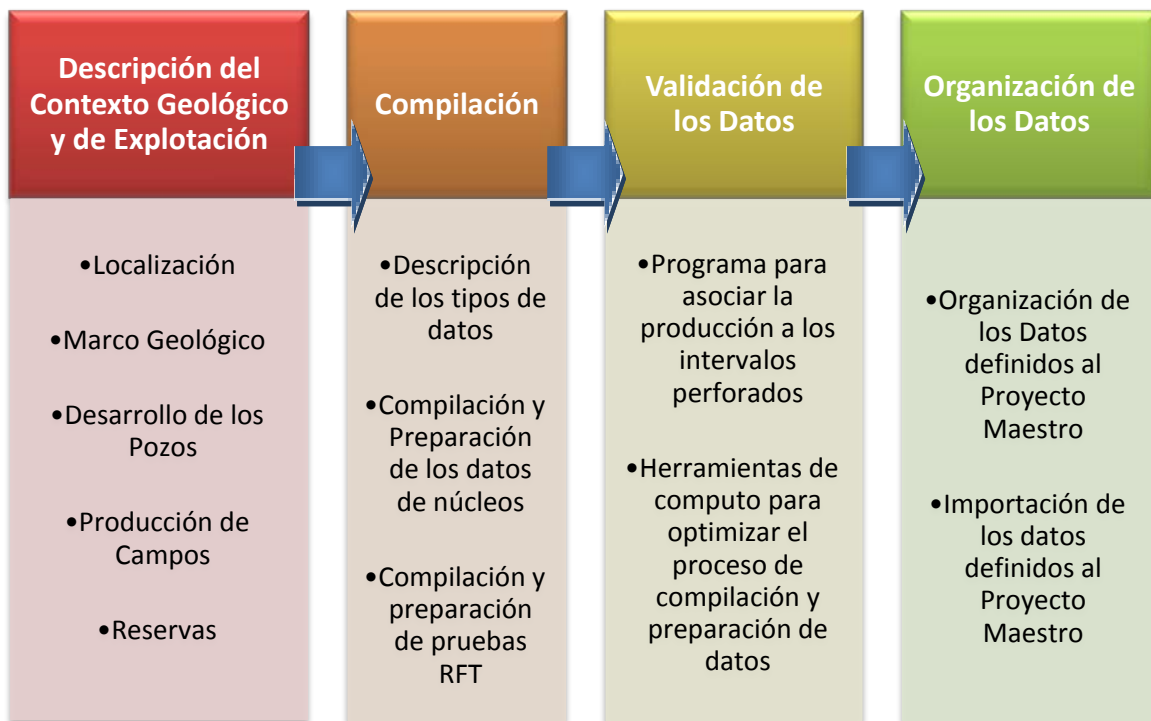
El Repositorio Central de Datos de Petrel no es otra cosa que una gran base de datos conteniendo toda la información necesaria para el funcionamiento del proyecto. Fue creado hace un par de años debido a las necesidades del departamento de la compañía y del proyecto. Su creación surgió del planteamiento de un problema: el acceso a la información y la dispersión de esta al realizar la caracterización de un yacimiento. Se requería de una herramienta que concentrara la información en una plataforma común que integrara los diversos tipos de datos involucrados en el proyecto, como los datos geológicos, petrofísicos y de producción. Además se buscaba que fuera compatible con otros programas de la compañía y que sirviera como un proyecto base para poder realizar futuras caracterizaciones usando los datos almacenados en el.

Por las razones anteriores y debido a los requerimientos del proyecto, fue elegido el software Petrel, ya que cumplía con todas las características deseadas y al ser propiedad de la compañía, garantizaba una mayor compatibilidad con el resto de las herramientas o programas existentes. Cabe señalar que esta herramienta integra todo el flujo de trabajo en la caracterización de los yacimientos abarcando desde la sísmica hasta la simulación.

Como ya se mencionó, el repositorio de datos fue creado tiempo atrás por los científicos del RTC (*Regional Technology Center*) utilizando la información disponible del yacimiento, campos, pozos, etc. Por medio del repositorio se pretendía depurar, centralizar y organizar la información de los pozos del proyecto, como: coordenadas de superficie, trayectoria, registros geofísicos, evaluaciones de formación, intervalos disparados, datos de producción, y pruebas de pozo.

El Repositorio Central de Datos en Petrel es un proyecto dinámico, tanto lo fue su creación como lo es su actualización y mantenimiento. Lo anterior debido a que la información requerida por éste se incrementa día a día en función del desarrollo de los Campos del Paleocanal de Chicontepec.

Para desarrollar el proyecto se siguió una serie de etapas, las cuales se muestran en la **Figura 1.1** con los respectivos subprocesos requeridos para su construcción. Hay que señalar que la creación del repositorio no es una de las actividades que realicé en este tiempo dentro de la compañía, pero es importante explicar cómo está constituido para poder entender las actividades posteriores.



**Figura 1. 1 Etapas y procesos involucrados en la construcción del Repositorio Central de Datos en Petrel**

Al ser el repositorio un proyecto dinámico, durante todos los meses laborados en la compañía estuve encargado de mantener actualizado el proyecto con la información requerida, verificando que esta sea correcta y sea asociada correctamente con la ya existente. Se realizaba una conexión periódica con el servidor de datos principal localizado en la localidad de Poza Rica y se sincronizaban los datos para obtener la información actualizada. Más adelante se explicará todo este proceso y los problemas presentados en su realización.

De igual manera se realizó un chequeo general de todos los pozos ya existentes para verificar que todos contaran con la información debida y que no hubiera errores.

Principalmente se verificó que no hubiera errores en determinados datos: coordenadas de superficie, trayectoria de los pozos, y registros geofísicos. Como auxilio en esta parte se creó una pequeña base de datos en Excel que contenía los pozos separados por sector, y a su vez cada sector dividido en plataformas; primero se fueron verificando las coordenadas y la trayectoria por grupos de pozos, y al tener la certeza de que eran correctas, se comenzaron a agregar estos grupos de pozos a la base de datos de Excel con los registros geofísicos principales que son requeridos indicando los faltantes o los que tenían problemas.

## **ESTANDARIZACIÓN DE NEMÓNICOS PARA LOS REGISTROS GEOFÍSICOS**

Cada tipo de registro geofísico cuenta con un nemónico, que no es más que el nombre que lo representa y que generalmente está representado por siglas que ya se encuentran estandarizadas. Por ejemplo, para el registro de Rayos Gamma, su nemónico está establecido como GR (por sus siglas en inglés, *Gamma Ray*).

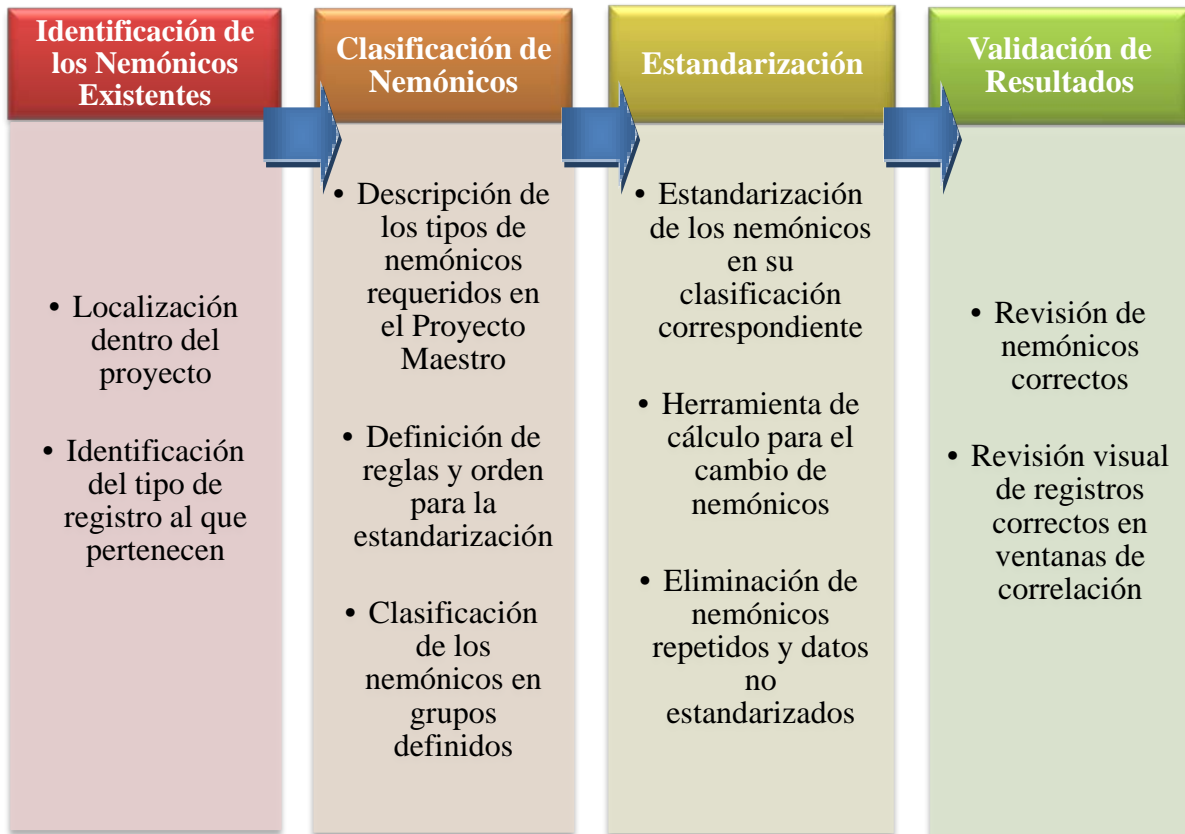
El problema que se presentaba en esta parte del proyecto, era que los nemónicos no se encontraban estandarizados en su totalidad en el proyecto, lo cual hacía que la información se repitiera numerosas veces provocando que el tamaño del proyecto fuera mucho mayor del debido. Esto también hacía mucho más difícil la localización de los registros y el saber que pozos contaban con cual nemónico. En otras palabras, un mismo registro contaba con diferentes nemónicos en el proyecto, y era sumamente difícil, tedioso y tardado el poder saber a cuales pozos pertenecía determinado nemónico.

La causa de este problema proviene del hecho de que diferentes compañías de servicios trabajan en la misma zona, ya que PEMEX cede los contratos de acuerdo a decisiones internas y requiere de diferentes compañías para sus proyectos de acuerdo a las capacidades y a los servicios disponibles de cada una. Al ser diversas compañías las que realizan las operaciones, se tiene información muy diversa y dispersa, y en el caso de los registros geofísicos, el problema es que cada compañía utiliza sus propios nemónicos, por lo que al integrarlos al proyecto se crea un gran problema con la información.

Para resolver este problema se procedió a la depuración de todos los registros geofísicos del proyecto para lograr reducir la cantidad de datos contenidos y tener una clasificación más sencilla y mejor organizada. Para lograrlo solo se utilizó una herramienta contenida en Petrel: la calculadora de registros. Con ella se pueden realizar tanto operaciones matemáticas como lógicas, entre otras; de manera relativamente sencilla se pudieron ir unificando poco a poco los registros del proyecto hasta lograr estandarizarlos completamente. Aquí también se tuvo apoyo de la base de datos de Excel para llevar el control de los registros ya estandarizados, asegurando así que de igual manera fueran los correctos validando la información contenida en ellos.

En los capítulos posteriores se describirá como se realiza este proceso así como la clasificación que se realizó de los registros, no sin antes dar una breve descripción de los mismos para que se esté familiarizado con ellos.

En la **Figura 1.2** se muestran las etapas llevadas a cabo para realizar esta parte del proyecto indicando a su vez los subprocesos necesarios para dicho fin.



**Figura 1. 2 Etapas del proceso de Estandarización de los Registros Geofísicos**

## UNIFICACIÓN DE UNIDADES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Otro problema presentado al contar con información proveniente de diferentes fuentes, en el caso específico de los registros geofísicos, es que las diferentes compañías encargadas de realizarlos tienden a utilizar diferentes sistemas de unidades para las mediciones. Es decir, que para un dado registro, una determinada compañía puede reportar los resultados de la toma del registro en metros, mientras que otra lo puede reportar en pies; por citar un ejemplo.

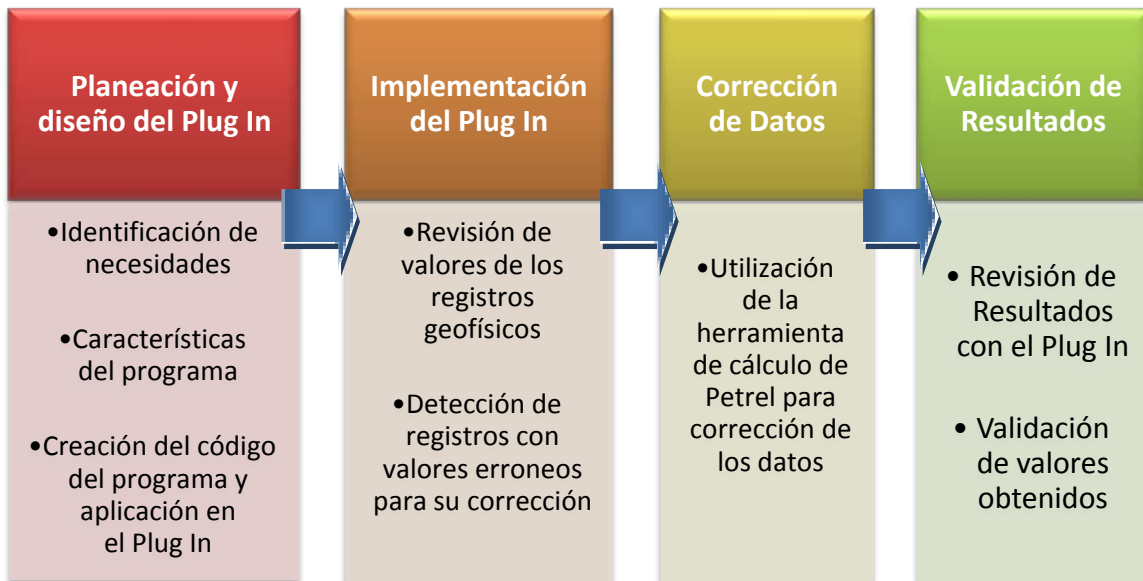
El problema que se presenta aquí es que Petrel no reconoce las unidades. Esto es, que Petrel si toma en cuenta las unidades, pero solo por mostrarlas al usuario; sin embargo, no

cuenta con la función específica de indicar que una serie de datos no puede ser introducida en metros por ejemplo, sino que debe ser introducida en pies. Al tener esta carencia, la información no se encuentra unificada y esto puede causar problemas a la hora de realizar las correlaciones y la caracterización.

Para resolver este problema, se creó un programa llamado “*LOG STATISTICS SUMMARY*”<sup>3</sup>, que como su nombre lo dice, muestra un resumen de las estadísticas del pozo. En otras palabras, nos arroja una lista de un pozo o grupo de pozos previamente seleccionados con determinados valores de los registros. Debido a la necesidad de que esta herramienta fuera utilizada por todo el personal del RTC, se decidió implementarla en una plataforma que fuera común, por lo que se realizó un “Plug In” para Petrel 2009. Su funcionamiento y utilidad en este proyecto se explica más adelante en este reporte.

La función de esta herramienta en esta parte del proyecto radica en que al listar ciertos valores de los registros, que serán explicados más adelante, es muy fácil identificar cuando un registro no cuenta con las unidades adecuadas ya que los rangos de valores se encuentran fuera de los normales; claro que se debe estar familiarizado con los rangos de valores adecuados para cada registro.

En la **Figura 1.3** se muestran las etapas que se siguieron para realizar esta etapa del proyecto, y se definen los subprocesos utilizados para su realización.



**Figura 1.3 Etapas del proceso de Unificación de Unidades de los Registros Geofísicos**

<sup>3</sup> LOG STATISTICS SUMMARY fue creado por Chuntang Xu, es propiedad de Schlumberger, todos los derechos reservados

## NORMALIZACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS

Cuando se realiza la caracterización de un campo o un yacimiento, es muy importante que todos los datos necesarios para realizarla sean los correctos y se encuentren en los formatos debidos. De no ser así, lo único que lograremos es una caracterización pobre o incluso podemos no lograr realizar la caracterización.

Una etapa importante para poder caracterizar un yacimiento es ir realizando las correlaciones necesarias de manera sistemática: comenzando por los pozos cercanos que se agrupan en plataformas, de ahí correlacionar entre plataformas de un mismo campo, después correlacionar entre campos o sectores, y finalmente lograr correlacionar todo el yacimiento para poder realizar la caracterización. El punto clave para las correlaciones de este proyecto son los registros geofísicos.

Sin embargo, existe una limitante para realizar las correlaciones, inclusive si se han realizado las etapas anteriormente descritas para lograr tener los registros de la mejor manera posible, y esta limitante son los mismos registros geofísicos. Aunque lo anterior parezca no tener lógica, el problema se presenta debido a la complejidad de Chicontepec; esto debido a que podemos tener correctamente los registros de una plataforma, pero al momento de querer realizar la correlación con otra plataforma, los resultados no son los óptimos debido a que cambia mucho la estructura de una zona a otra y por ende los valores de los registros no presentan mucha relación de una zona a otra como se esperaría.

Para poder solucionar este problema, se planteo una solución general para todo el proyecto: la normalización de los registros geofísicos. La finalidad de esto es poder obtener las correlaciones adecuadas y con ello lograr caracterizar apropiadamente el yacimiento.

La normalización consiste en tipificar algo, es decir, en hacer determinada cosa o aspecto una norma, un estándar. Para el caso de este proyecto, la normalización de los registros consiste en estandarizar todos los registros del proyecto utilizando una base, que en este caso viene a ser un pozo que se ha decidido cuenta con las características y con los registros adecuados. Al tener este “Pozo Clave” podemos estandarizar los demás pozos de la plataforma a la que pertenece, y así sucesivamente con las demás plataformas de una zona, un sector y de todo el yacimiento.

Con ello se logra tener un estándar para todos los registros de acuerdo a ciertas especificaciones y así poder realizar buenas correlaciones y con ello una buena caracterización del yacimiento. Cabe mencionar que el tener esta información de manera correcta es muy importante para futuros análisis de la misma y futuras caracterizaciones, ya que de lo contrario los trabajos futuros de caracterización que se realicen solo arrojaran malos resultados o resultados inservibles.

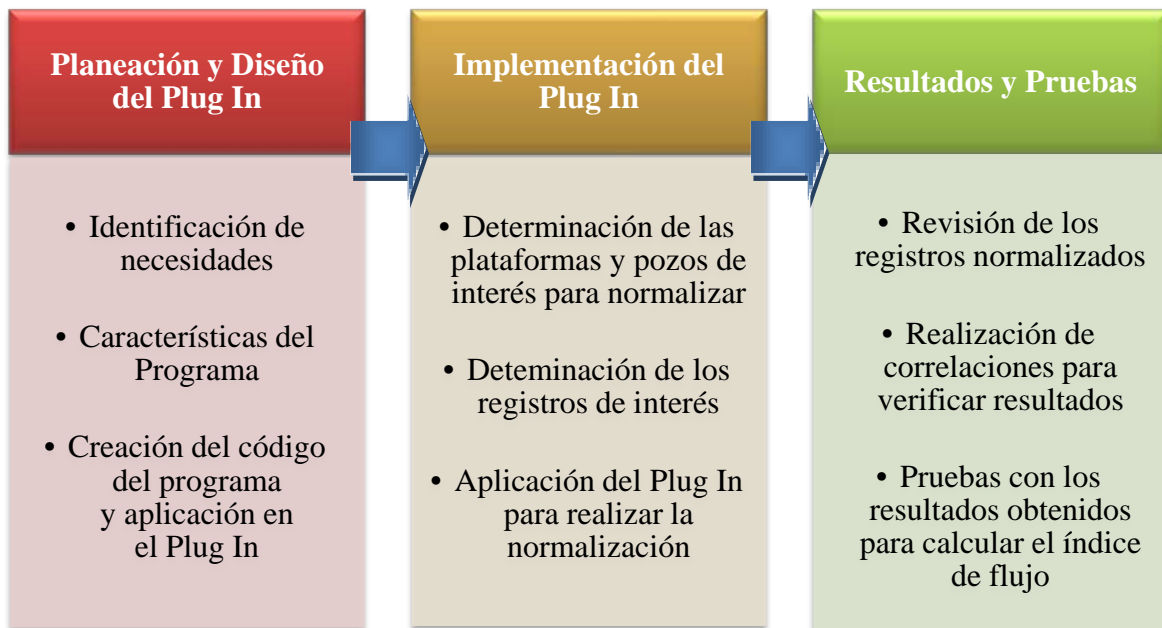


Para poder realizar esta etapa del proyecto se diseño otro programa llamado “LOG HISTOGRAM NORMALIZATION”<sup>4</sup>, cuya finalidad es normalizar los registros basándose en su histograma (creado por los valores del registro). Al igual que el programa anterior, se requería que todo el personal del RTC pudiera utilizar esta herramienta, por lo que de igual manera se implemento un Plug In para Petrel 2009.

La utilidad de esta herramienta es que se puede seleccionar el grupo de pozos que se desea normalizar y se puede elegir únicamente el registro deseado, y por medio de la distribución gaussiana y el histograma creado con los valores del registro, se logra crear una copia del registro, pero ya normalizada. El funcionamiento de esta herramienta, así como los resultados obtenidos, son explicados más adelante en este reporte.

En la **Figura 1.4** se muestran las etapas que se siguieron para la realización de esta etapa del proyecto, y se definen los subprocesos utilizados para su realización.

Es importante señalar que esta etapa del proyecto es la etapa central de este reporte, y su principal finalidad además de las ya señaladas anteriormente, es poder realizar el cálculo del índice de flujo de los pozos de Chicontepec. En el reporte se muestran los resultados obtenidos a la fecha, que vienen a ser meramente de muestra y para la comprobación de resultados. Esto debido a que como el proyecto cuenta con un gran número de pozos, apenas se encuentra en proceso la obtención del índice de flujo para las zonas de interés del proyecto.



**Figura 1. 4 Etapas del proceso para la Normalización de Registros Geofísicos**

<sup>4</sup> LOG HISTOGRAM NORMALIZATION fue creado por Chuntang Xu, es propiedad de Schlumberger, todos los derechos reservados.

El cálculo del índice de flujo es un parámetro muy importante, ya que tiene repercusiones en la producción y por ende económicas, ya que al lograr una mayor producción, las ganancias son mayores.

Gracias a la Normalización de los Registros Geofísicos, descrita en éste reporte, se lograron tener los datos de los registros de manera ordenada y crear una norma. Con ello, los científicos capacitados del RTC, utilizaran los datos normalizados para poder realizar las correlaciones necesarias y realizar la caracterización de Chicontepec. Una vez logrado esto, podrán realizar los análisis y cálculos necesarios para poder calcular el índice de flujo y cualquier otro parámetro requerido por el proyecto.

El índice de flujo es una medida de la capacidad de flujo de la formación en determinado punto; que para nuestro caso, nos interesa calcular el índice de flujo en el pozo, en la cara de la formación.

La importancia que tiene el cálculo del índice de flujo, radica en que al obtener este parámetro, podemos estimar la producción, por ejemplo, podemos estimar cuantos barriles de aceite diarios se logran obtener del pozo. Combinando este dato con el costo de producción de cada barril, podemos determinar al beneficio o la ganancia económica obtenida, y así saber si es rentable o no un proyecto, si es económicamente viable implementar otros métodos de recuperación, sistemas artificiales, recuperación secundaria y/o mejorada, etc.

Por otro lado, Chicontepec es un yacimiento cuyo principal método de producción es el empuje por gas disuelto, siendo su presión muy cercana a la presión de burbuja. Debido a esto, la presión de los Campos de Chicontepec disminuye rápidamente y por lo tanto, la producción declina rápidamente. Para resolver esta problemática, desde el pasado se han implementado pruebas piloto de inyección de agua, con la finalidad de mantener la presión y lograr un barrido del aceite residual.

Actualmente, en Chicontepec se están implementando proyectos de inyección de agua para lograr lo anteriormente mencionado. Con la obtención del índice de flujo, también se verán beneficiados estos proyectos, ya que se tendrá una mejor idea de la cantidad de agua que podrá ser inyectada a la formación, resultando en una reducción de costos y tiempos de operación.

Cabe mencionar que debido a la carga de trabajo actual del RTC, sólo se han podido comenzar a analizar los resultados de la normalización de algunas áreas de Chicontepec, esperando que en un corto plazo se puedan analizar completamente los resultados de este proyecto.

Como consecuencia de esto, el cálculo del índice de flujo también se encuentra en un periodo de espera, ya que para su obtención primero es necesario analizar los resultados

de la normalización, realizar las correlaciones correspondientes, realizar la caracterización del yacimiento, y cualquier otro paso previo a la obtención de este parámetro.

Una vez que se llegue a ese punto, se podrán obtener mayores beneficios del proyecto, tanto técnicos como económicos.

## II. INTRODUCCIÓN AL CONTEXTO GEOLÓGICO Y DE EXPLOTACIÓN DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC

México es un importante productor de crudo a nivel mundial desde hace muchos años, con una producción actual de 2 millones 584 mil barriles por día<sup>5</sup>. Esto se dio principalmente al descubrimiento de Cantarell (sexto yacimiento súper gigante del mundo), que por más de dos décadas colocó al país en el número seis de producción mundial<sup>1</sup>. Sin embargo, en los últimos años Cantarell ha presentado un ritmo acelerado de declinación de más del diez por ciento anual, reduciendo notablemente su producción. Para contrarrestar esta caída en la producción, PEMEX comenzó a desarrollar un plan de inversión y desarrollo muy agresivo en la cuenca de Chicontepec, con lo que se ha logrado mantener de cierta manera la producción. A este proyecto también se le conoce como Aceite Terciario del Golfo, y el gran problema que presenta es que se cuentan con grandes reservas pero con grandes dificultades técnicas para su explotación.

El Paleocanal de Chicontepec fue identificado en 1926 y en 1931 se descubrió el primer campo. En 1952 se inició la explotación de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán dando comienzo a la producción comercial de esta zona. En los años setentas las actividades se intensificaron en los campos Soledad Norte y Soledad, y de 1976 a 1979 se ejecuto un intensivo programa de desarrollo, perforándose alrededor de 100 pozos productores.

Al ver el gran potencial del Paleocanal de Chicontepec, en 1978 PEMEX-PEP contrató a una empresa certificadora internacional para que evaluara los volúmenes originales de gas y aceite, y posteriormente varias empresas evaluaron estos volúmenes, coincidiendo en la gran cantidad de hidrocarburos localizados en esta zona. Los volúmenes evaluados para esta zona al 1 de enero de 2009 se muestran en la **Tabla 2.1**.

<i>Volumen Original y Producción Acumulada</i>				
<b>Campo</b>	Volumen Original		Producción Acumulada	
	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)
<b>Chicontepec</b>	136,783	54,222	160	270

**Tabla 2. 1 Volumen Original y Producción Acumulada de Chicontepec**

<sup>5</sup> Dato obtenido de PEMEX, [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

El rango de producción inicial fue de 70 a 300 BPD, antes de los años noventa. Del volumen original de hidrocarburos se calcula que solamente se ha recuperado cerca del 0.14 por ciento. Los yacimientos encontrados son de baja porosidad y permeabilidad, lo que representa un reto tecnológico para su desarrollo; principalmente porque la distribución de hidrocarburos es compleja debido a su estratigrafía y sedimentología. Los yacimientos en Chicontepec generalmente son compartimentalizados, con alto contenido de arcillas; además de que al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes de gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos. Adicionalmente el patrón diagenético introduce una mayor complejidad, ya que su distribución no está definida en su totalidad.

Chicontepec es considerada como la segunda reserva de México, por lo que su estudio y desarrollo se ha convertido en una de las prioridades del país. Es por esto que actualmente diversos Centros de Tecnología, como el RTC, se enfocan en probar e implementar nuevas soluciones que permitan incrementar su producción y el factor de recuperación.

El objetivo de este capítulo es describir el contexto geológico y de explotación en el que se encuentra el Paleocanal de Chicontepec actualmente, por lo que se explicaran puntos importantes como la localización, estratigrafía, sedimentología, litología, pozos y reservas.

## **LOCALIZACIÓN DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC**

El Paleocanal de Chicontepec se localiza geográficamente dentro de la cuenca Tampico-Misantla y se ubica al norte de los estados de Veracruz y Puebla y al sur del estado de Tamaulipas, a unos 250 km al Noreste de la Ciudad de México, y a 5 km del Occidente de Poza Rica, y cuenta con una superficie aproximada de 3100 km<sup>2</sup> (**Figuras 2.1 y 2.2**). Es una unidad paleofisiográfica alargada, orientada de NW-SE y se extiende en el subsuelo desde Cerro Azul, Veracruz, hasta Tecolutla, Veracruz. Su longitud aproximada es de 123 km con una anchura variable de 25 km en la parte norte y 12 km en la parte sur. Sus coordenadas geográficas son de 20° 18' - 21° 08' de latitud norte y 97° 10' - 98° 00' de longitud oeste.

Topográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México, entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al oeste. Pertenece a los estados de Veracruz y Puebla.

Debido a su gran extensión y para facilidad de estudio y desarrollo, el Paleocanal de Chicontepec se divide en 7 sectores que conforman 29 campos (**Figura 2.3**), entre los que se encuentran los ya mencionados al comienzo de este trabajo. En la **Figura 2.4** se muestra otra división de los 29 campos clasificados por el tamaño de reservas 2P.

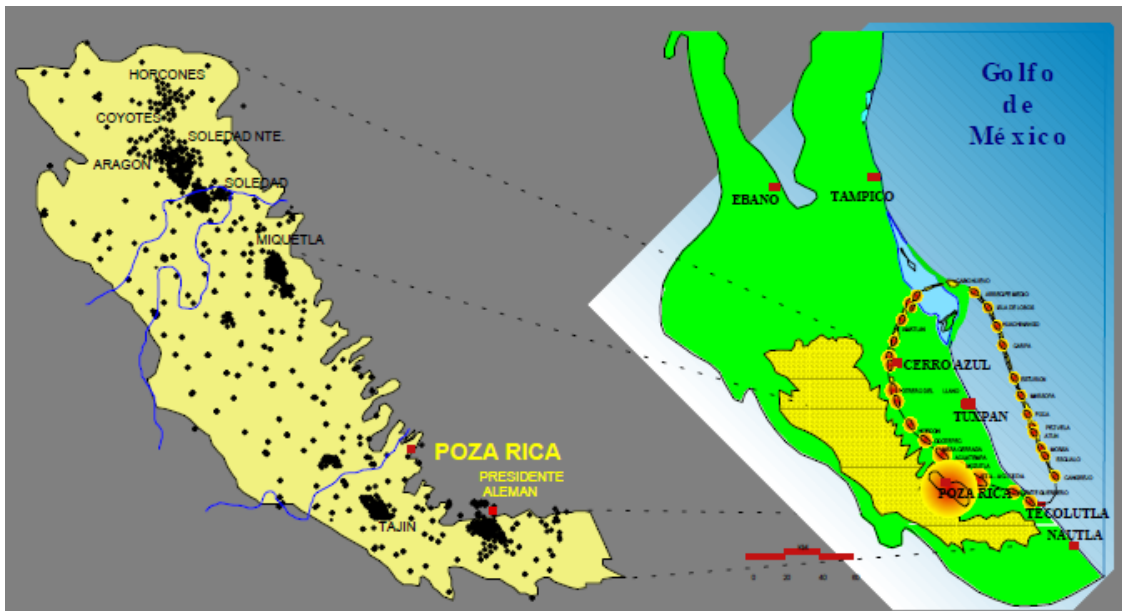


Figura 2. 1 Localización del Paleocanal de Chicontepec con los pozos perforados



Figura 2. 2 Localización geográfica del Paleocanal de Chicontepec. Fuente: PEMEX



Figura 2. 3 División de los campos que componen Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)

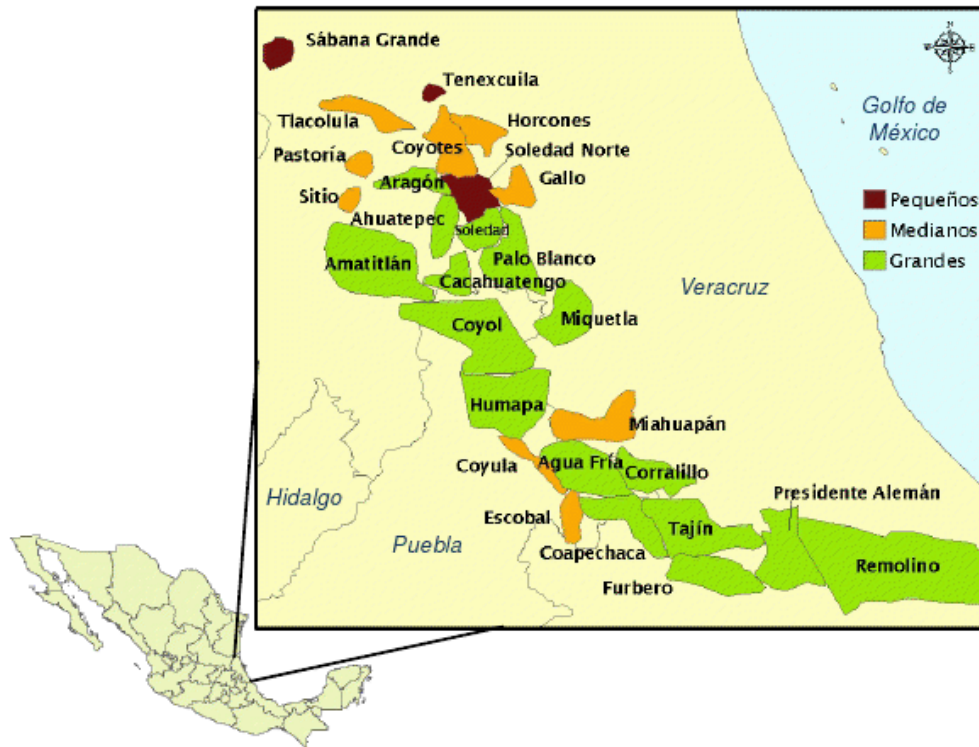


Figura 2. 4 División de los campos de Chicontepec por el tamaño de reservas 2P (Javier Estrada, CNH)

## MARCO GEOLÓGICO

La cuenca de Chicontepec es de tipo anfosa, en donde se depositaron sedimentos arcillo-arenosos de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas someras y profundas (Cabrera C. y Lugo R., 1984). De acuerdo a estudios realizados, en su porción media-sureste se tiene evidencia de un paleocanal –el Paleocanal de Chicontepec-, de edad Eoceno Temprano, que se profundiza hacia el este. El paleocanal está conformado por sedimentos terrígenos, principalmente areniscas líticas afectadas por procesos diagenéticos intensos, los cuales controlan la calidad de la roca almacén y la distribución de hidrocarburos.

El Paleocanal de Chicontepec es una depresión alargada, originada por una combinación de eventos tectónicos y erosivos, el cual fue llenado con una pila sedimentaria marina, turbidítica. La columna geológica está integrada por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, con edades que van del Paleoceno al Eoceno Temprano. Sus características geológicas son complejas debido a que no hay una distribución uniforme en el Paleocanal.

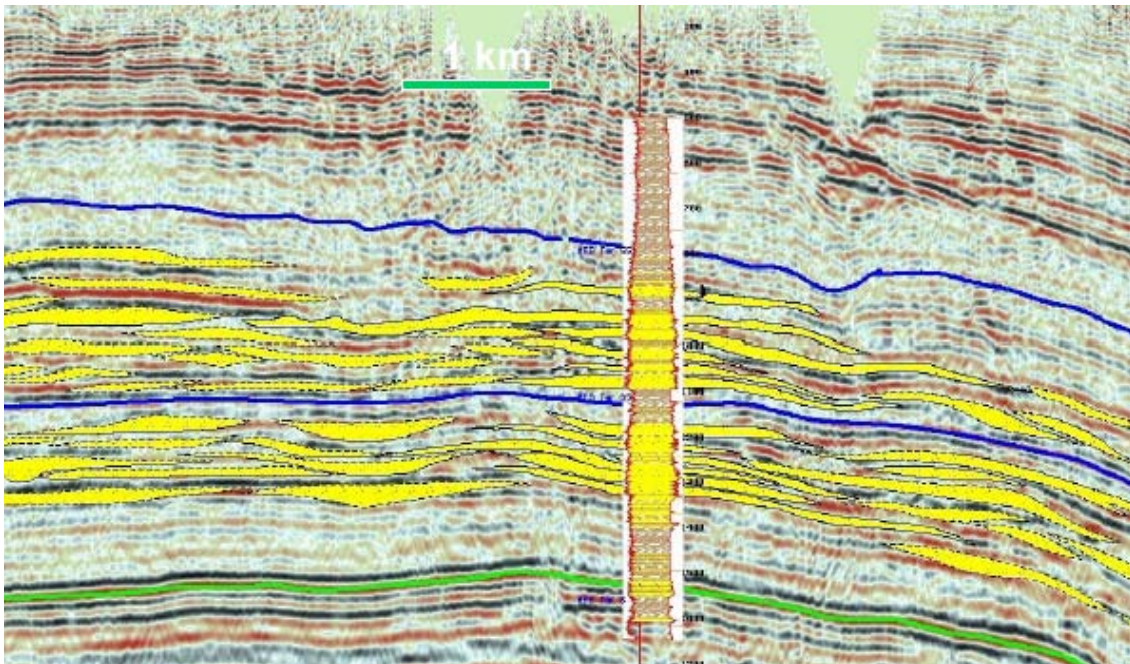
El origen del paleocanal se presentó a finales del Paleoceno y principios del Eoceno, a consecuencia del relleno sedimentario por corrientes submarinas de los mismos sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico. Posteriormente, el canal fue relleno por sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada, cubriendo un área aproximada de 123 km de longitud por 25 km de amplitud, lo que dio lugar a trampas estratigráficas localizadas a profundidades que varían desde los 800 m en la porción norte, hasta alrededor de los 2500 m en la porción sur. El espesor neto de las formaciones productoras va desde unos pocos centímetros hasta 400 metros.

## SEDIMENTOLOGÍA

El Paleocanal de Chicontepec se desarrolló en forma discordante sobre una plataforma carbonatada en la cual se depositaron sedimentos clásticos del terciario. Los sedimentos que se depositaron lo hicieron a través de abanicos submarinos con influencia de flujos turbidíticos distales, en un ambiente de somero a batial, permitiendo que proliferaran organismos bentónicos, mediante los cuales se pudo determinar la profundidad de las aguas en el ambiente de depósito, y la profundidad del basamento. La localización de foraminíferos faunales (bioestratigrafía), no se pudo desarrollar fácilmente debido a que esta tiene que hacerse en áreas no erosionadas de tal manera que los organismos que se encuentran no provengan de otras zonas por causa del retrabajo, y como se puede ver en las secciones estratigráficas, dichos organismos no se encontraron en el área de la discordancia.



Mediante el estudio del subsuelo y con ayuda de información al oeste de Poza Rica, se ha podido mostrar que Chicontepec consiste mayormente de una secuencia de capas clasificadas como turbiditas, las cuales típicamente consisten en una intercalación de areniscas, arcillas (lutitas) y rocas calcáreas que presentan una extensión considerable en el yacimiento. Las arenas en Chicontepec se presentan en paquetes de hasta 150 m de espesor compuestos de múltiples arenas turbidíticas con un espesor en el rango de 5 cm a 10 m. Los paquetes de arena más gruesos de Chicontepec, tanto por encima como por debajo de la discordancia del Eoceno Inferior, son lenticulares y poseen una extensión lateral limitada (**Figura 2.5**).



**Figura 2. 5** Modelo deposicional de cuerpos individuales de arena en Chicontepec (PEMEX)

En 1978, Walker construyó un modelo de sedimentación de turbiditas aplicable para Chicontepec, en el cuál concluye que el ambiente de depósito es marino profundo y sus facies se determinan como abanicos submarinos (**Figura 2.6**). Estos abanicos submarinos fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales se genera la discordancia del Eoceno Inferior, la cual da forma al paleocanal.

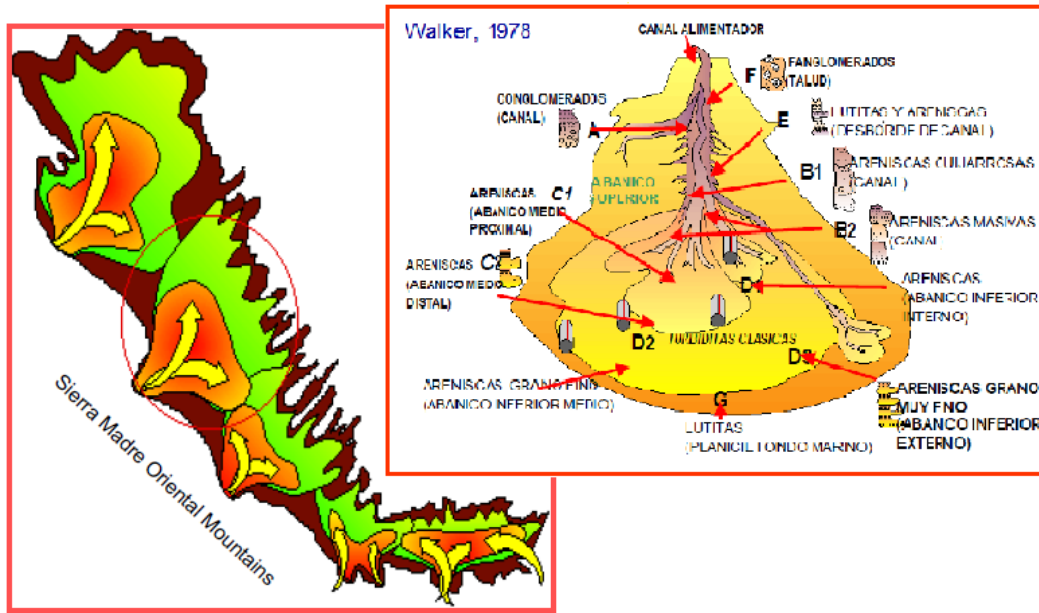


Figura 2. 6 Modelo sedimentológico de Abanico Submarino propuesto por Roger Walker (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)

## ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de un área es definida por la relación de esfuerzo y tiempo en el cual se depositaron los sedimentos. En el área de estudio existen cinco unidades litoestratigráficas representadas por las formaciones Velasco Basal (Paleoceno Inferior), Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior), Chicontepec Medio (Paleoceno Superior), Chicontepec Superior (Eoceno Inferior Temprano y Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) (Figura 2.7).

COLUMNA TIPO "PALEOCANAL DE CHICONTEPEC"				
SIS-TE-MA	SERIE	PLAY PRODUCT	FORMACION	
			AREA NORTE	AREA SUR
TERCIARIO	OLIG. SUP.		HORCONES	PALMA REAL SUP.
	OLIG. INF.		ALAZAN	PALMA REAL INF.
	EOCENO SUP.	●	TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCENO MED.		GUAYABAL	
	EOCENO INF.	●	CHICONTEPEC SUPERIOR/CANAL	ARAGON
	PALEOCENO SUPERIOR	●	CHIC. MED.	
	PALEOCENO INF.		CHICONTEPEC INF.	VELASCO BASAL
CRETACICO	SUPERIOR		MENZEZ	
			SAN FELIPE	
	MEDIO		AGUA NUEVA	
	INFERIOR		TAMAULIPAS SUP.	TAMABRA
JURASICO	SUPERIOR		TAMAULIPAS INF.	PIMIENTA
			TAMAN	SAN ANDRES

Figura 2. 7 Columna estratigráfica del Paleocanal de Chicontepec

Estos sedimentos producto de la erosión, fueron transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente nerítico a batial superior de aguas profundas. Las secuencias turbidíticas se depositaron por eventos múltiples, incluyendo flujo de escombros y deslizamientos, algunas veces retrabajados por corrientes de fondo marino. Estos depósitos fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia de la base del Eoceno Inferior, la cual forma un canal que se profundiza de noreste a sureste, donde sedimentos terciarios y del Jurásico Superior están en contacto.

La formación Chicontepec se compone principalmente de areniscas que se intercalan con lutitas, cuya sedimentación presenta estructuras primarias como laminación cruzada, canales de relleno, rizaduras de corrientes, calcos de carga y restos de carbón diseminado. En la **Figura 2.8** se muestra una sección estructural regional de Chicontepec, donde se observan las subdivisiones estratigráficas presentes en la zona.

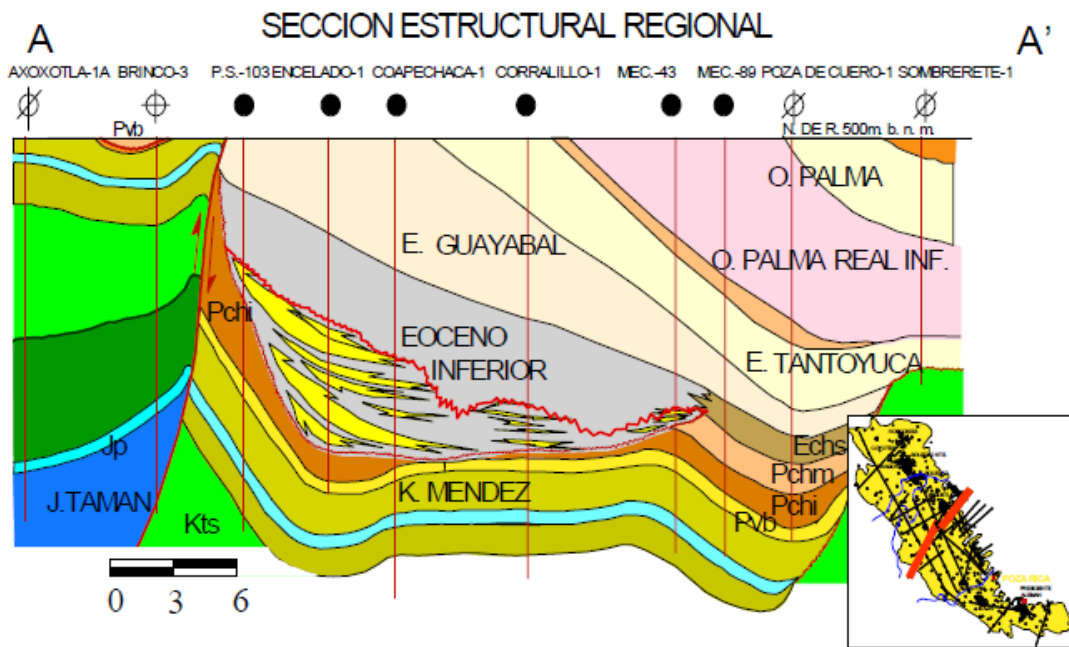


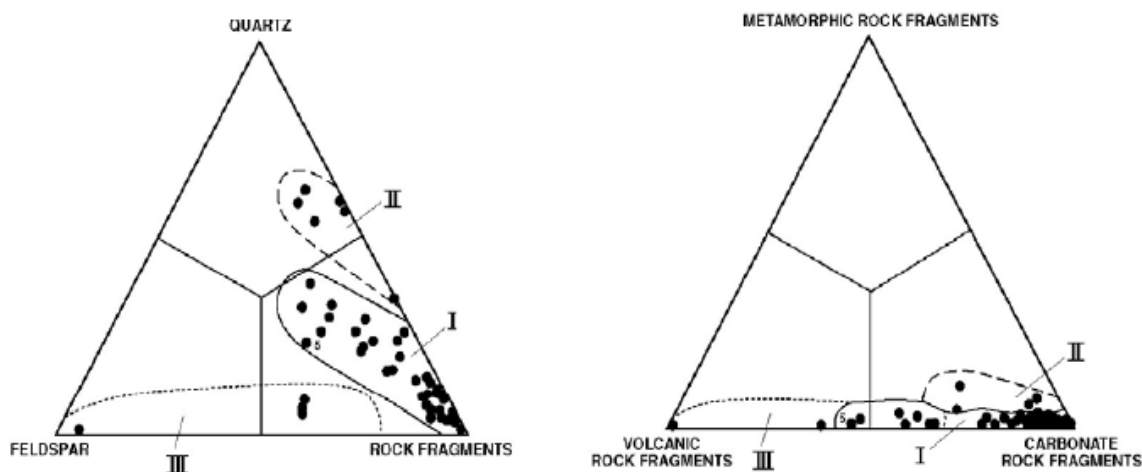
Figura 2. 8 Sección estructural regional de la Cuenca de Chicontepec  
(Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)

## LITOLOGÍA

La composición de las areniscas de esta formación consiste en una mezcla de calizas, cuarzos, plagioclasas, feldspatos, fragmentos de roca volcánica, nódulos de silicio y restos de roca metamórfica. Dentro de los estudios realizados a esta área, se realizó un análisis de núcleos a 9 pozos, abarcando alrededor de 300 m. Se puso mayor interés a los núcleos con los mismos horizontes, con la intención de comparar pozos con baja y alta productividad.

Se comenzó haciendo una descripción de dichos núcleos para definir las facies y se compararon con los datos de los recortes de los pozos. Posteriormente se realizó la clasificación en base a su litología, espesor de capa, estructuras sedimentarias, fósiles y asociación de facies. Gracias a estos estudios se tuvo una mejor comprensión de la arquitectura del yacimiento y de la distribución de las arenas.

Por medio de la descripción de los núcleos se obtuvo la propuesta de una clasificación del tipo de granos para tres de los principales campos: Agua Fría, Coapechaca y Tajín. Un análisis modal de los clastos reveló que el cuarzo y los fragmentos de rocas son los principales componentes de las areniscas, en donde también se encontró una pequeña porción de feldespatos (**Figura 2.9**).



**Figura 2.9** Clasificación de los granos de los núcleos analizados  
(Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)

La cantidad de rocas de calidad de yacimiento de cualquier pozo es altamente variable debido a la diversa mineralogía de los granos de arenisca y a la diagénesis. Muchos de los granos de areniscas turbidíticas, que se encuentran entre muy finos y medios, son ricos en fragmentos de rocas carbonatadas, como se observa en la **Figura 2.9**. Esto propicia la precipitación de cementante de calcita, provocando el evento diagenético más importante al sur del paleocanal: la cementación de calcita. Sin embargo es importante mencionar que este fenómeno no ha sido explicado completamente, debido a la dificultad de tratar de interpretarlo.

En el Paleocanal de Chicontepec, las principales rocas generadoras son las facies arcillo-calcáreas del Jurásico Superior, de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (Román et al., 1999). Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca, siendo principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos. También existe. Las rocas sello en las porciones norte y central del

área, están compuestas por sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Inferior, mientras que al sureste están compuestas por sedimentos arcillosos de la formación Guayabal (Eoceno Medio).

Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local. El hecho de que la roca generadora sea de edad Jurásico Tardío, significa que hacia la porción sur del área de estudio los intervalos productores se hallan muy cercanos a la fuente de origen del petróleo, por lo que la migración secundaria debió ser corta.

En el Paleocanal de Chicontepec, las trampas que predominan son de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizadas en la porción occidental.

En Chicontepec han sido reconocidas tres áreas productoras (PEMEX, 1999):

- a) Chicontepec: Paleoceno-Eoceno Inferior
- b) Chicontepec Canal: Eoceno Inferior Tardío
- c) Tantoyuca: Eoceno Superior

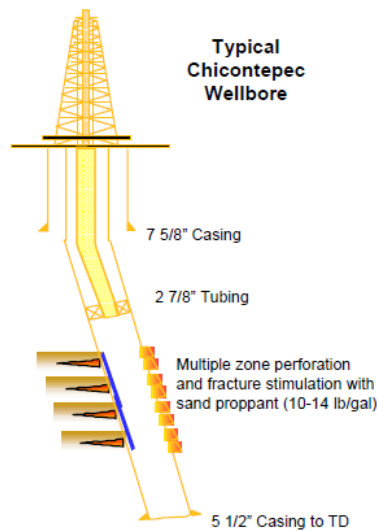
## DESARROLLO DE LOS POZOS EN CHICONTEPEC

El desarrollo y la explotación de Chicontepec han sido muy agresivos en los últimos años, por lo que el número de pozos se ha incrementado drásticamente desde el descubrimiento de este yacimiento, y más desde el comienzo de su explotación comercial. Actualmente se perforan un promedio de 675 pozos anuales. Las áreas que muestran mayor desarrollo son las de los campos Tajín, Agua Fría, Presidente Miguel Alemán, Furbero, Soledad y Coapechaca; debido a que los pozos exploratorios perforados presentaron producciones iniciales altas.

Los pozos en Chicontepec son fracturados en su mayoría, esto para lograr incrementar la producción de los mismos y el factor de recuperación. Adicionalmente se ha venido desarrollando un gran proyecto de inyección de agua, que aún está en su fase de pruebas y desarrollo.

La mayoría de los pozos perforados son pozos desviados, a excepción de los pozos exploratorios. El Estado Mecánico predominante en los campos de Agua Fría, Coapechaca y Tajín se muestra en la **Figura 2.10**, que también es representativo para el resto de los campos. Los pozos pueden clasificarse en base a su desviación que presentan: existen pozos verticales, con desviaciones menores a 400 m, entre 400 m y 690 m, 690 m y 800 m, y

mayores a 800 m. También se han perforado algunos pozos horizontales, pero su número es mínimo.



**Figura 2. 10 Estado Mecánico típico de los pozos en Chicontepec  
(Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)**

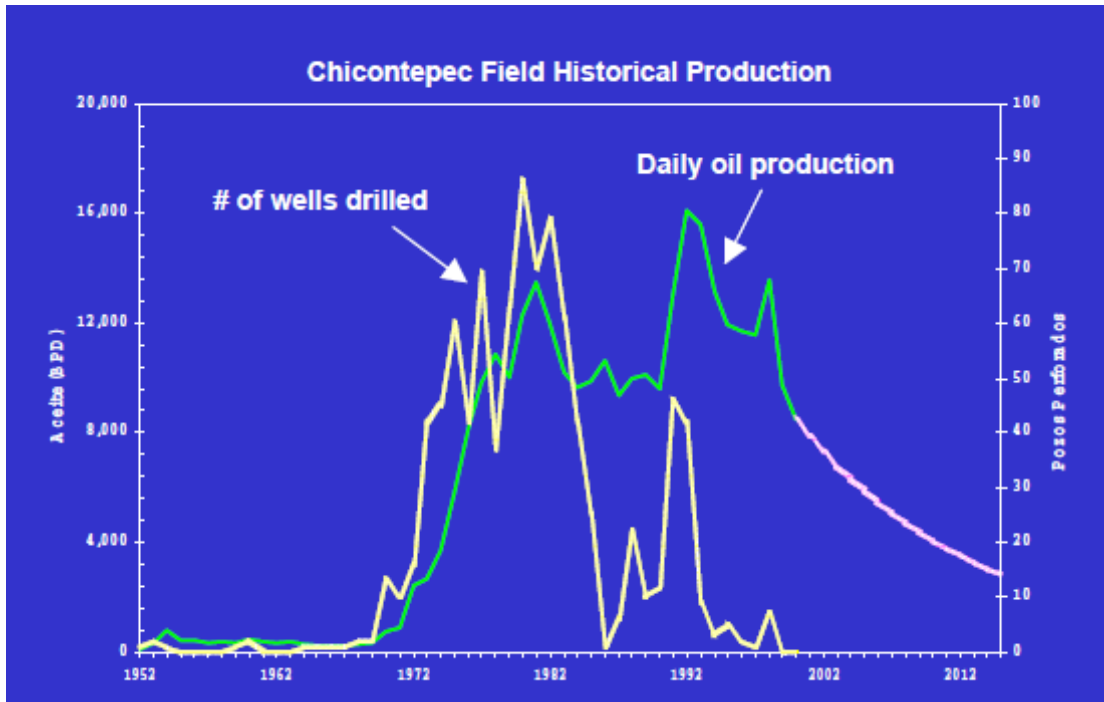
Adicionalmente al programa de inyección de agua mencionado, en Chicontepec se cuenta con sistemas artificiales de producción, los cuales son necesarios debido a la baja permeabilidad del yacimiento. Esto ocurre ya que el mecanismo de producción del yacimiento es de baja energía, lo que se debe al gas disuelto en el aceite y a la expansión de la roca. Gracias a los sistemas artificiales empleados, es posible mantener la capacidad productiva del pozo, por lo que generalmente son instalados en la primera etapa del pozo. Los sistemas empleados aquí son el bombeo neumático, el bombeo mecánico y en ocasiones el bombeo de cavidades progresivas.

## PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DE CHICONTEPEC

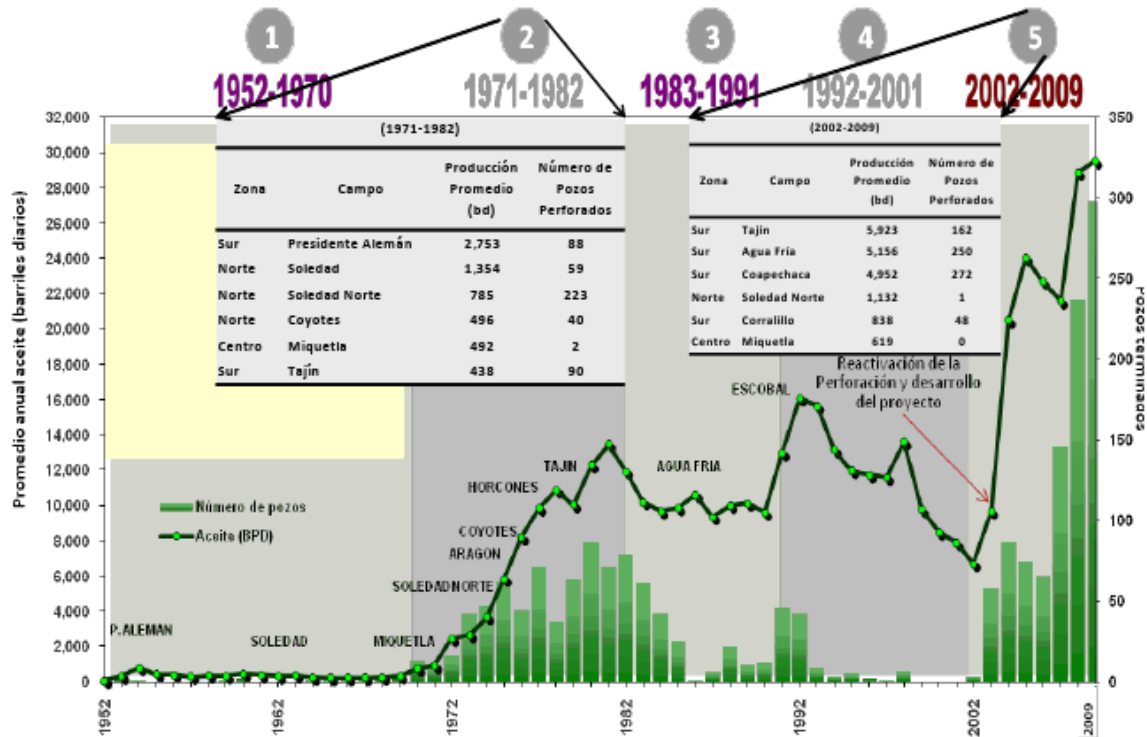
La historia de producción de Chicontepec ha cambiado en función al desarrollo de los pozos, a la constante perforación de nuevos pozos, y al mantenimiento de los pozos existentes en el área. En el periodo de 1952 a 1970 se realizaron reparaciones mayores en los campos Presidente Miguel Alemán y Soledad; de 1970 a 1982 se perforaron y desarrollaron los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte. La siguiente década se empezaron a desarrollar los campos Agua Fría y Tajín, en donde para el periodo de 1992 a 2001 se realizó únicamente el mantenimiento de 3 pozos de Agua Fría. A partir del 2001, se retomó el proyecto de Agua Fría, Coapechaca y Tajín; y posteriormente se comenzaron a desarrollar otros campos como Furbero, Gallo y Remolino, que se encuentran en desarrollo actualmente.



En la **Figura 2.11** se muestra un ejemplo del incremento de la producción debido al rápido incremento de la perforación de nuevos pozos, y en la **Figura 2.12** podemos observar el incremento de la producción de los campos.



**Figura 2. 11** Histórico de Pozos Perforados y Producción Diaria en Chicontepec (Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzmán, 2001)



**Figura 2. 12** Histórico de la Producción de Crudo en Chicontepec (CNH, 2010)

## RESERVAS DE CHICONTEPEC

En Chicontepec se ha encontrado una buena alternativa para la restauración de las reservas de México, ya que gracias a diversos estudios se ha comprobado el gran potencial y los grandes volúmenes de hidrocarburos presentes en esta área. El volumen original de aceite de Chicontepec es de 136,163 MMBL (**Tabla 2.2**). Como se puede ver, gracias a los grandes volúmenes de hidrocarburos presentes, se tienen grandes expectativas para su explotación. Sin embargo el reto tecnológico es extremadamente alto debido a las dificultades presentadas por el yacimiento, como lo son su baja permeabilidad y porosidad; es por esto que cada día se buscan nuevas tecnologías y/o soluciones para poder explotar al máximo esta gran riqueza nacional.

	Crudo MMBL	Gas MMMPC	SUMA MMBPCE	%
Volumen Original	136,783	54,222	147,211	100%
Suma reservas = 3P	11,554	28,822.7	17,096.6	11.61%
<i>Reserva Posible (Sin probable ni probada)</i>	5,545.8	15,129	8,455	5.74%
<i>Reserva Probable (Sin probada)</i>	5,507.2	12,861.9	7,982	5.42%
<i>Reserva Probada</i>	501.0	824.6	659.6	0.45%
Producción acumulada	160.1	269.8	212	0.14%

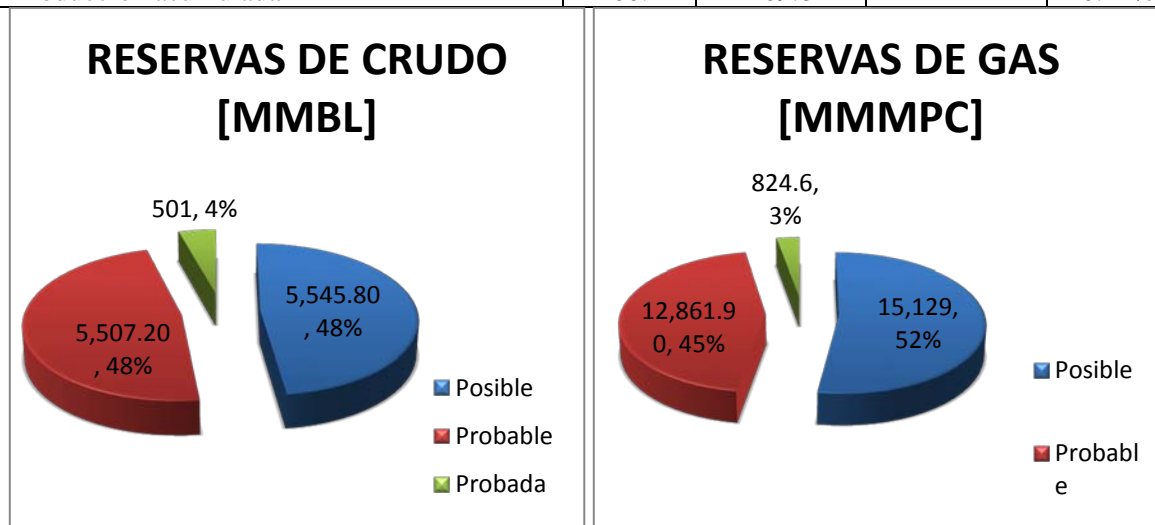


Tabla 2. 2 Reservas de Hidrocarburos en Chicontepec (Fuente: PEMEX-PEP)



### III. REPOSITORIO CENTRAL DE DATOS DE PETREL

El Repositorio Central de Datos de Petrel fue creado tiempo atrás debido a un gran problema en el proyecto: el acceso a la información y la dispersión de esta al realizar la caracterización del yacimiento. Su creación surgió de la necesidad de contar con una herramienta que concentrara la información en una plataforma común que integrara los diversos tipos de datos involucrados en el proyecto, como los datos geológicos, petrofísicos y de producción. Otro punto necesario es que fuera compatible con otros programas de la compañía y que sirviera como un proyecto base para poder realizar futuras caracterizaciones usando los datos almacenados en el.

Dado que el Proyecto Maestro, o el proyecto de Chicontepec, fue iniciado tiempo atrás, la información y los datos del proyecto se habían ido acumulando a lo largo del tiempo careciendo en muchas ocasiones de una correcta organización y clasificación. Esto hacía que el acceso a la información fuera más difícil, tardado y en ocasiones muy tedioso debido a que tenía que ser repetitivo. Por ello fue elegido el software Petrel, ya que cubría todos los requisitos del proyecto y garantizaba la compatibilidad con las demás herramientas utilizadas en el proyecto de Chicontepec. Su finalidad fue la de depurar, centralizar y organizar la información de los pozos del proyecto.

Es importante señalar que la creación del repositorio no fue una de las actividades realizadas durante el periodo laborado en el RTC; pero al ser un proyecto dinámico debido a que la información contenida en él es actualizada constantemente, una de las principales actividades dentro del RTC fue la constante actualización y mantenimiento del repositorio.

Para poder entender las actividades realizadas, es necesario conocer como está compuesto el repositorio, los datos que contiene y como son utilizados en el proyecto. Para ello, fue necesario el estar familiarizado con los tipos de datos que maneja el repositorio, por lo que serán descritos brevemente en este capítulo. Así mismo se explicaran los procesos de actualización de la información, que vienen a ser prácticamente los mismos que se emplearon para su creación.

Los datos utilizados en la actualización del proyecto son datos provenientes de PEMEX, que periódicamente son compilados por esta dependencia y son almacenados en servidores que son sincronizados con la compañía para poder contar con los datos necesarios para el proyecto. Estos datos pertenecen a diversas áreas, como la Geología, Petrofísica e Ingeniería de yacimientos.

Los datos utilizados para la creación de repositorio se listan en la **Tabla 3.1** y más adelante se hace una breve descripción de los mismos. Sin embargo, hay que señalar que no todos estos tipos de datos fueron manejados durante el periodo laborado en el RTC, como

las Pruebas de Formación, por lo que solo se describirá el proceso de actualización de los utilizados.

<b>Tipos de Datos</b>	<b>Utilizado en el Proyecto</b>
Perforación	Localización y Trayectoria de los Pozos
Muestras de Roca	Análisis de Núcleos
Pruebas de Formación	<i>Repeat Formation Tester</i> (RFT)
Registros Geofísicos	Registros que indican zonas permeables (Litología) Registros de resistividad o conductividad eléctrica (Sw) Registros de Porosidad ( $\Phi$ )

**Tabla 3. 1 Datos para el Repositorio Central de Datos de Petrel**

## DATOS DE PERFORACIÓN

### Localización y Trayectoria de los Pozos

La localización de un pozo consiste en ubicar en el terreno el cabezal de éste mediante la asignación de coordenadas UTM, y se asignan coordenadas en  $X$  y en  $Y$ . La trayectoria de cada pozo está definida con el recorrido que sigue la barrena al realizar la perforación del pozo, y está compuesta de los parámetros: Profundidad Medida (MD), Inclinación, Rumbo (azimut), y Profundidad Vertical (TVD). Estos datos son presentados en un archivo de texto, que al ser cargados e identificados por Petrel los convierte en la trayectoria del pozo.

## MUESTRAS DE ROCA

### Análisis de Núcleos

La información obtenida de los análisis de núcleos es una importante herramienta de la evaluación de la formación, ya que permite realizar análisis para conocer propiedades del yacimiento, las cuales son descritas en la **Tabla 3.2**.

Normalmente la longitud de la muestra de un núcleo es de 9 m, la cual se divide en segmentos de 50 cm; a cada segmento se le toma una fotografía de luz blanca y en algunos casos de luz ultravioleta. El proceso que se realizó aquí fue editar las fotografías de los reportes de núcleos, y para ello se seleccionaron cada una de las fotografías de los núcleos y se apilaron en una sola sección vertical respetando la escala de las fotografías.

Posteriormente, cada sección vertical fue cargada dentro de las aplicaciones necesarias para su análisis.

Resistividad Presión Capilar Sistema Agua-Aire Presión Capilar Sistema Hg-Aire
Granulometría Mineralogía Compresibilidad Mojabilidad Transmisión de Ondas Acústicas Desplazamiento con gas o con agua
Otras Pruebas

Tabla 3. 2 Datos obtenidos de Núcleos a través de análisis convencionales y especiales

## PRUEBAS DE FORMACIÓN

Los datos de pruebas de formación manejados en el Repositorio Central de Datos de Petrel, fueron los obtenidos con la herramienta RFT (*Repeat Formation Tester*), la cual es una sonda que permite obtener presiones y muestras de fluido de la formación en distintos intervalos.

Las herramientas RFT son ocupadas para obtener fluidos de la formación y medir la presión en la que se encuentran. En una medición estándar pre-prueba del RFT se puede obtener entre 5 y 20 cm<sup>3</sup> de fluido de la formación. Esto crea un disturbio de presión y un flujo de fluidos alrededor del punto de medición. Al final del periodo de recolección del flujo (decremento de presión), la cámara de pre-prueba está llena y empieza un periodo de incremento de presión. Entonces se tiene un nuevo disturbio de presión, sin condiciones de flujo en la prueba. Este disturbio de presión avanza dentro de la formación, reemplazando el fluido ya almacenado en la cámara de pre-prueba con fluido de la formación. Conforme el fluido vuelve a llenar la cámara y reemplaza al fluido de pre-prueba, la presión empieza a crecer.

El tiempo requerido para alcanzar la presión estática de la formación está en función de la movilidad del fluido de la formación y del volumen de fluido almacenado durante la etapa de decremento en la prueba. En la práctica, si la presión se estabiliza dentro de un tiempo aceptable en la prueba, ésta presión es tomada como la presión estática del yacimiento ( $P_i$ ), a menos de que efectos espurios (ej. Presión de sobrecarga, Alta presión capilar) se presenten. Si la presión no se estabiliza, se tiene un periodo en un cambio transitorio de presión, donde ésta se presenta a un tiempo infinito ( $p^*$ ).

De esta manera, las presiones obtenidas (Presión estática o Presión de formación) de cada pozo se grafican con respecto a la profundidad, lo cual revela el grado de comunicación areal y vertical. Esto permite calcular la presión promedio del yacimiento.

En esta parte, el objetivo principal fue depurar, centralizar y organizar los datos del RFT de los pozos de Chicontepec en el repositorio central. Los datos fueron cargados al repositorio para poderlos graficar como: a) Registro de pozo (*Well Log*), y b) Puntos de información del pozo a determinada profundidad (*Point Well Data*).

## REGISTROS GEOFÍSICOS

La evaluación de formaciones tiene como objetivo principal el conocer sus características petrofísicas, tanto su naturaleza litológica, como el contenido de fluidos (agua e hidrocarburos). Para ello se cuenta con unas valiosas herramientas: los Registros Geofísicos. Estos se obtienen de manera directa introduciendo cables con conductores eléctricos que miden distintos parámetros de las formaciones.

La toma de registros se lleva a cabo con una unidad móvil que cuenta con un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos, la cual también cuenta con envío de potencia (energía eléctrica) y señales de control que permiten manejar la herramienta a través de un cable electromecánico. El registro es obtenido al hacer pasar los sensores de la sonda frente a la formación, moviendo la herramienta con el cable; y se toman a lo largo de la trayectoria del pozo, o en el intervalo de interés (**Figura 3.1**).

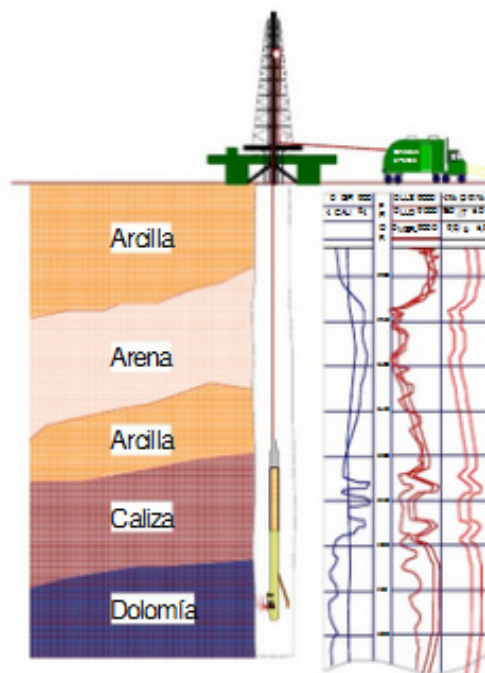


Figura 3. 1 Diagrama esquemático de la toma de Registros Geofísicos

Las principales aplicaciones de los registros geofísicos en el proyecto de Chicontepec son:

- a) Definir las capas arcillosas, identificando las zonas que no son productivas (GR)
- b) Obtención de la porosidad (principalmente Neutrón-Densidad)
- c) Obtención de la litología (Combinación Neutrón-Densidad-Sónico y GR)
- d) Obtención de las propiedades mecánicas (combinación Densidad-Sónico)
- e) Obtención de las propiedades acústicas (Sónico)
- f) Identificación de zonas de gas (combinación densidad-neutrón)
- g) Calculo del esfuerzo de sobrecarga (Densidad)
- h) Obtención de la saturación de agua y fluidos (Análisis de núcleos y Registros de Resistividad)

A continuación se hará una breve descripción de los principales Registros Geofísicos utilizados en el proyecto, así como los principios de medición con los que trabajan y la importancia de estos dentro del Repositorio Central de Datos de Petrel.

## **RAYOS GAMMA (GR)**

El registro de Rayos Gamma o GR (por sus siglas en inglés, *Gamma Ray*), indica la radioactividad natural de la formación, ya que casi todas las rocas exhiben alguna radioactividad natural que depende del contenido de potasio, torio y uranio. En formaciones de rocas sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de lutita debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las lutitas y arcillas. Este registro también puede ser tomado en agujero entubado, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación y mantenimiento.

Los Rayos Gamma son ráfagas de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Principalmente la radiación gamma encontrada en la tierra es emitida por el isotopo radioactivo del potasio  $K^{40}$  y por los elementos radioactivos de las series de uranio y torio.

Al atravesar un material, los rayos gamma colisionan con los átomos del material de la formación, perdiendo energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, esta es absorbida por un átomo de la formación. En consecuencia, los rayos gamma son gradualmente absorbidos y sus energías degradadas al atravesar la formación; y el grado de absorción variará con la densidad de la formación. Esto es, al tener dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, tendremos diferentes niveles de radioactividad; La formación menos densa parecerá ser ligeramente más radioactiva. La respuesta del registro GR es proporcional a las concentraciones en peso del material

radioactivo en la formación. En formaciones sedimentarias la profundidad de investigación de la herramienta es de alrededor de un pie.

El registro de rayos gamma es particularmente útil para definir capas de lutitas cuando el registro Potencial Espontaneo o SP (por sus siglas en inglés, *Spontaneous Potential*) está distorsionado, cuando el SP no cuenta con rasgos distintivos, o cuando el SP no puede ser tomado. El límite de la capa es tomado en un punto a la mitad entre la máxima y la mínima deflexión de la anomalía.

Este registro también refleja la proporción de lutita, y puede ser utilizado como un indicador cuantitativo de lutitas. También es utilizado para la detección y evaluación de minerales radioactivos, como potasio y uranio. Su respuesta es prácticamente proporcional al contenido de  $K_2O$ , aproximadamente 15 unidades API por 1% de  $K_2O$ . También puede usarse el registro para la delineación de minerales no-radioactivos.

El registro GR es parte de la mayoría de los programas de toma de registros ya sea en agujero descubierto o en agujero entubado. Además es combinable con la mayoría de las demás herramientas de registros, y permite la precisa correlación de registros hechos en un viaje dentro del pozo con los hechos en otro viaje.

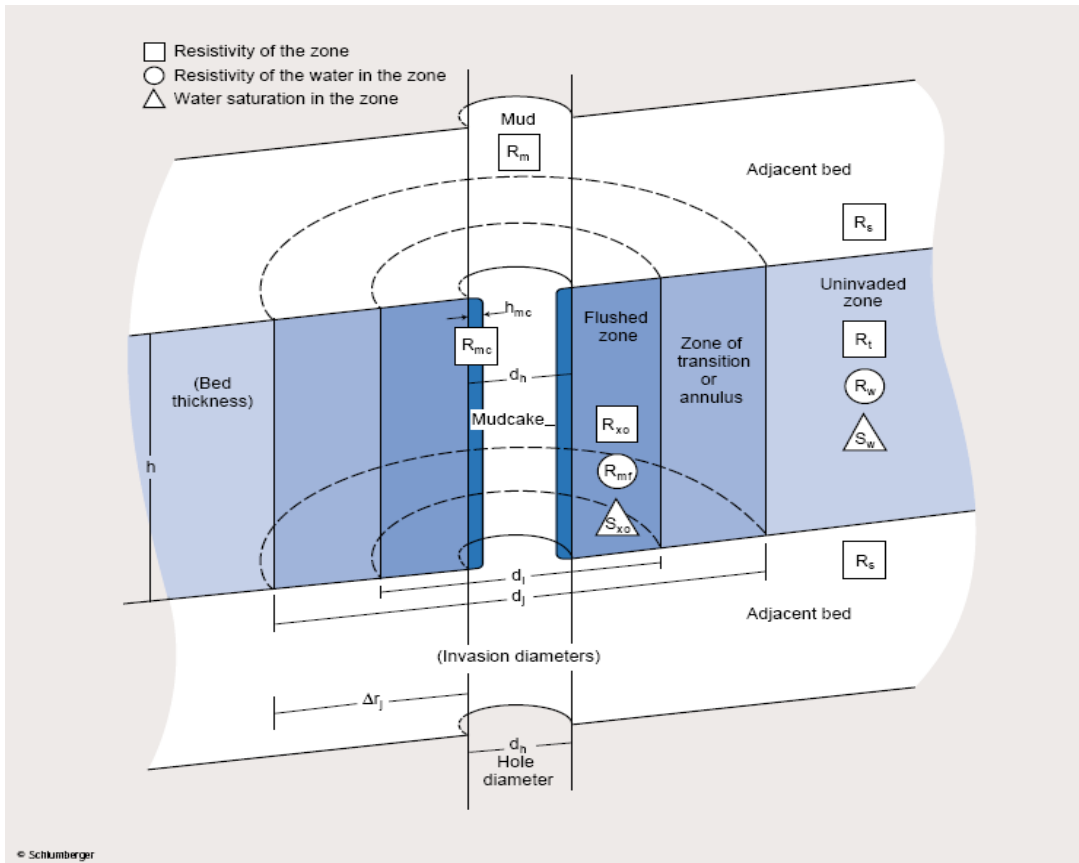
### **REGISTROS DE RESISTIVIDAD O CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA**

La resistividad eléctrica de una substancia es su habilidad para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de esa substancia. Las unidades usadas en los registros son los ohm-metro<sup>2</sup>/metro, usualmente escrito como ohm-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad.

La mayoría de las formaciones registradas por una saturación potencial de aceite o gas están compuestas de rocas que, estando secas, no conducirían la corriente eléctrica. La corriente eléctrica fluiría únicamente a través del agua intersticial saturando los poros de la formación, y sólo si el agua intersticial contiene sales disueltas. El principio de medición de este tipo de registro se basa en lo anterior, ya que a mayor saturación de sales, mayor será la conductividad y por ende, menor la resistividad. Es decir que en una formación que no contiene fluido conductor, la resistividad será infinitamente alta.

La resistividad es uno de los parámetros más importantes de los medidos por los registros actuales. Es la única medida para la cual las herramientas utilizadas cuentan con una profundidad de investigación considerable (hasta varios pies más allá del pozo). Las mediciones de resistividad son esenciales para la determinación de saturaciones, particularmente en la región no invadida del yacimiento.

El objetivo principal de los registros de resistividad, ya sea en registros individuales o combinados, es obtener la resistividad de la formación en esa zona no invadida, la cual es llamada Resistividad Verdadera o Total ( $R_t$ ). Las mediciones de resistividad también son utilizadas para determinar la resistividad cerca del pozo, llamada resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ), donde el filtrado de lodo ha reemplazado los fluidos contenidos originalmente en los poros (**Figura 3.2**).



**Figura 3. 2 Descripción de las Zonas Medidas por los Registros de Resistividad**

Las mediciones de resistividad, junto con las de porosidad y resistividad del agua, son usadas para obtener valores de saturación del agua. Los valores de saturación de resistividad tanto somera como profunda, pueden ser usados para evaluar la productividad de la formación.

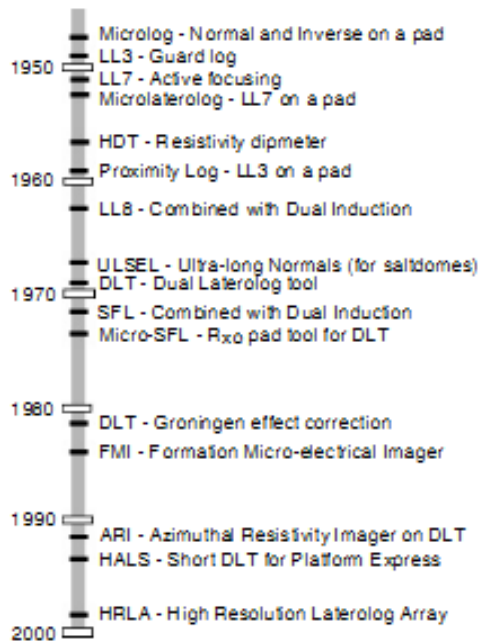
Evaluando un yacimiento por su saturación de agua e hidrocarburos, involucra la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ); la porosidad ( $\Phi$ ); y la resistividad de formación verdadera ( $R_t$ ). El parámetro de resistividad más importante es  $R_t$ , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la zona no invadida.

A continuación se hará una breve descripción de los principios con los que trabajan cada uno de los dispositivos para medir la resistividad.

**LATEROLOG**

Estas herramientas fueron introducidas alrededor de los años 1950, y representan una de las tecnologías para medir la resistividad de la formación. Son usadas únicamente en lodos base agua ya que requieren contacto directo con una columna conductiva para transmitir la corriente a la formación. El principio fundamental de funcionamiento de estas herramientas es el de medir la diferencia de voltaje entre dos electrodos, conduciendo la corriente a través de la formación.

En la **Figura 3.3** se muestra la evolución de las herramientas *Laterolog*, aunque hay que señalar que algunas ya son obsoletas, como la normal, LL3, LL7 y LL8.



**Figura 3.3 Evolución Tecnológica de las herramientas laterolog de Schlumberger (Barbara Ina Anderson, *Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response*)**

Los dispositivos *Laterolog* modernos tienen la capacidad de controlar la profundidad de investigación vertical y radialmente. La medición con este tipo de herramientas es recomendada para formaciones resistivas y fluido de control conductivo, en contraste con los dispositivos de inducción, los cuales funcionan mejor con fluidos no conductivos y muestran menor variación entre  $R_t$  (zona no invadida) y  $R_m$  (resistividad del lodo). En donde la relación  $R_t/R_m$  debe ser mayor a 10.

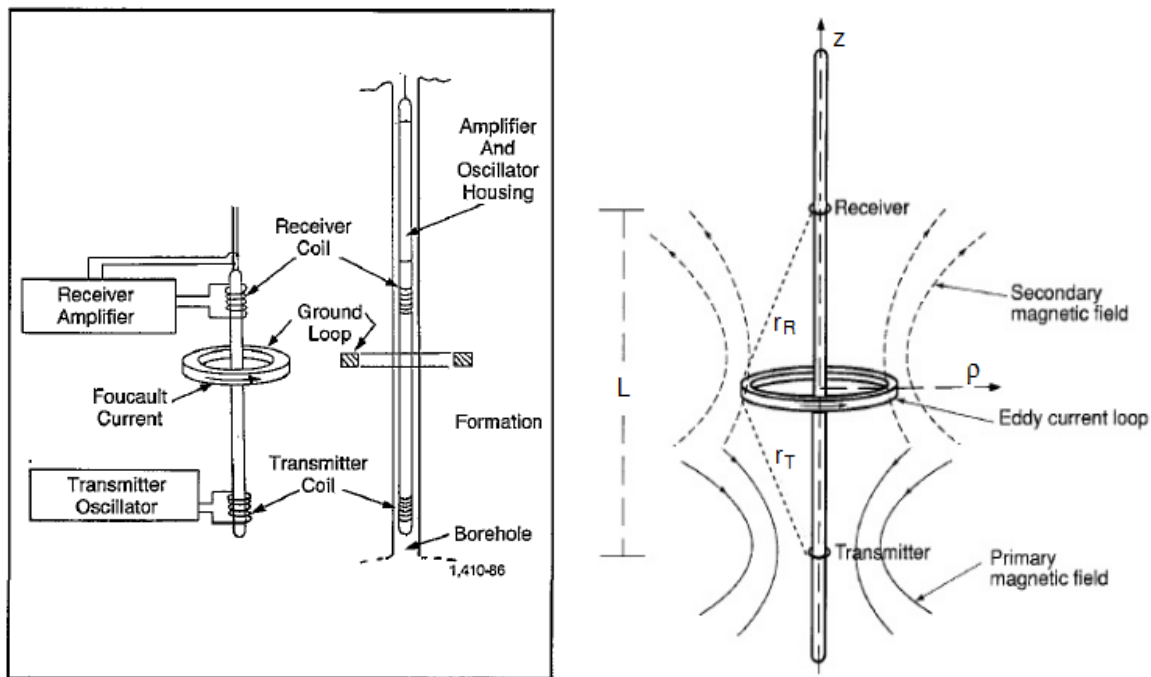
**INDUCCIÓN**

La herramienta de registros de inducción fue desarrollada originalmente para medir la resistividad de la formación en pozos conteniendo lodos base aceite y en pozos perforados con aire. Sin embargo los dispositivos no funcionaron en estos lodos no conductivos y los



resultados no fueron satisfactorios. Posteriormente se vio que debía ser usado en pozos perforados con lodos base agua, y fueron diseñados para investigación profunda. Este registro puede ser enfocado para minimizar los efectos del agujero del pozo, las formaciones circundantes, y la zona invadida.

Las herramientas actuales de inducción cuentan con varias bobinas transmisoras y varios receptores. Su principio de funcionamiento se basa en el envío de una corriente alterna de alta frecuencia con una intensidad constante, que es enviada a través de una bobina transmisora (**Figura 3.4**). El campo magnético creado induce corrientes en la formación circundante al agujero del pozo, y estas corrientes fluyen en ondas circulares coaxiales a la bobina transmisora, creando en respuesta un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora.



**Figura 3. 4 Sistema de Inducción básico de dos bobinas y su funcionamiento**

Debido a que la corriente alterna en la bobina transmisora es de frecuencia y amplitud constante, las corrientes son directamente proporcionales a la conductividad de la formación; por lo tanto el voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes creadas, y por lo tanto, a la conductividad de la formación.

La tecnología de las herramientas resistivas ha evolucionado radicalmente a través de los años, teniendo sus orígenes en los años cincuentas. En la **Figura 3.5** se puede observar dicha evolución de las herramientas. Para el caso de Chicontepec se ocupan normalmente las herramientas con principio de inducción AIT, o inducción por arreglos (*Array Induction Tool*).

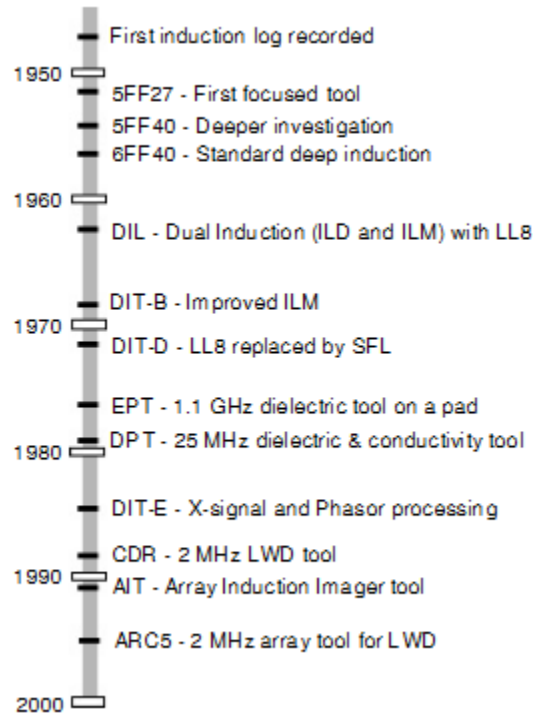


Figura 3. 5 Evolución Tecnológica de las herramientas resistivas de inducción de Schlumberger (Barbara Ina Anderson, *Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response*)

## REGISTROS DE POROSIDAD

La porosidad puede ser obtenida de diversos registros, como lo son el sónico, el de densidad, o el de neutrón. Para todos estos dispositivos, la respuesta de la herramienta es afectada por la porosidad de la formación, el fluido contenido y la matriz. Estas tres herramientas responden a las características de la roca inmediatamente adyacente al pozo; su profundidad de investigación es de poca profundidad, de unas pocas pulgadas o menos, y por lo tanto generalmente dentro de la zona lavada.

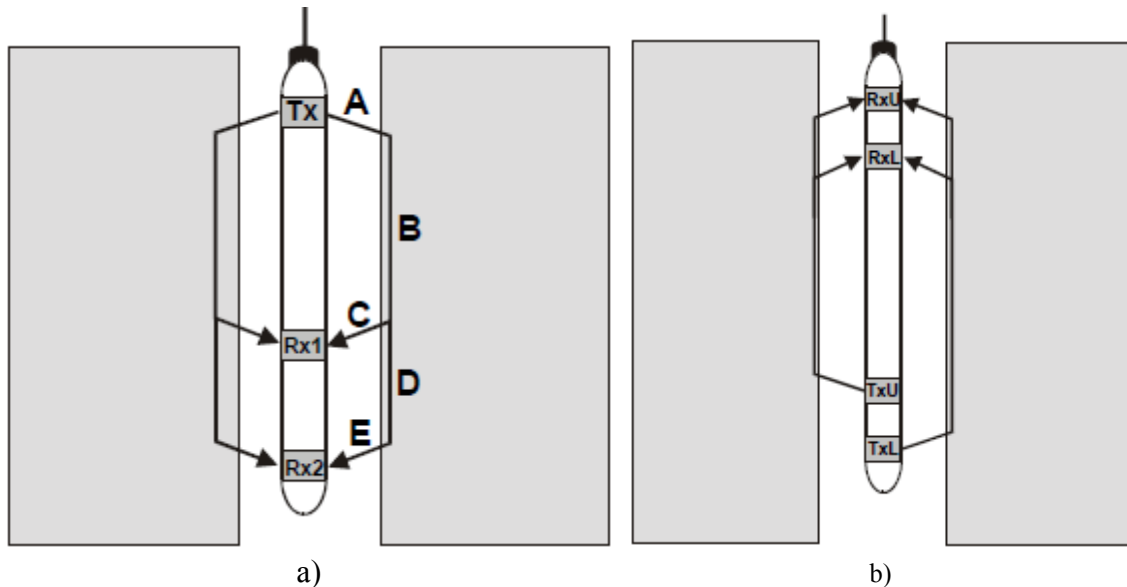
A continuación se describen las tres herramientas mencionadas para obtener la porosidad: el registro sónico, de densidad y neutrón.

## REGISTRO SÓNICO

Este registro es tomado con una herramienta que consiste de un transmisor que emite un pulso de sonido y un receptor que recoge y graba el pulso al pasar por el receptor. El registro sónico simplemente es un registro de la profundidad contra el tiempo requerido por una onda de sonido para atravesar 1 pie de la formación. Conocido como el intervalo de tiempo de tránsito, tiempo de transito,  $\Delta t$  o lentitud,  $t$  es el recíproco de la velocidad de la

onda de sonido. El intervalo de tiempo de tránsito para una determinada formación depende de su litología y porosidad; es por esto que cuando se conoce la litología hace de éste un registro muy útil como un registro de porosidad, además de que puede ser tomado simultáneamente con muchos otros registros.

La herramienta sónica básica cuenta con un transmisor y dos o tres receptores, como se observa en la **Figura 3.6**. Sin embargo también hay herramientas que cuentan con dos transmisores, como la BHC (*Borehole Compensated Sonic*).



**Figura 3. 6 Herramientas para Registros Sónicos: a) Configuración Básica, b) BHC (Paul Grover, *Petrophysics MSc Course Notes*)**

Su principio se basa en la propagación de ondas de sonido, incluyendo la formación, la columna de fluido en el pozo, y la herramienta misma. La herramienta cuenta con un transmisor que emite una onda de sonido a través del agujero del pozo hacia la pared del pozo. Esto genera ondas compresionales que al chocar con la pared del pozo, se convierten en ondas refractadas compresionales y ondas de cizalla que se propagan esféricamente a través de la formación. Estas ondas causan disturbios de presión sobre el fluido de control y se transforman en frentes de onda que se desplazan sobre éste.

Las herramientas sónicas ocupan transductores, los cuales generan y detectan la energía acústica. Existen dos tipos de transmisores: monopolos y dipolos. El transmisor emite las ondas de sonido, las cuales son captadas y grabadas por los receptores. Los receptores miden la primera llegada de la onda compresional; el tiempo de tránsito es la diferencia en la llegada de la onda compresional a los receptores (**Figura 3.7**).

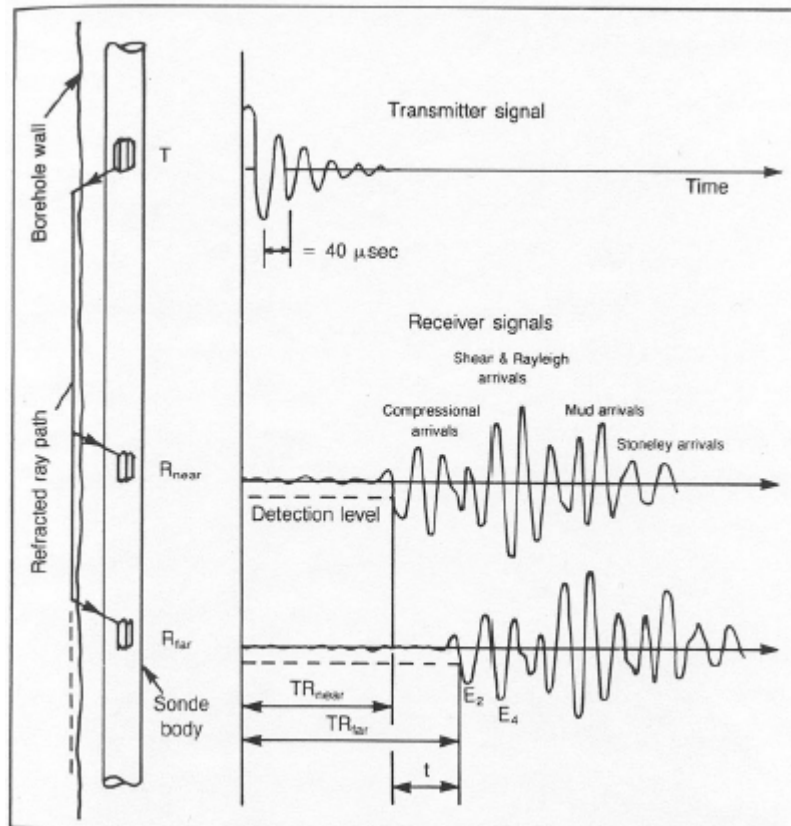


Figura 3. 7 Sistema del Registro Sónico (Schlumberger)

Los principales usos del registro sónico son:

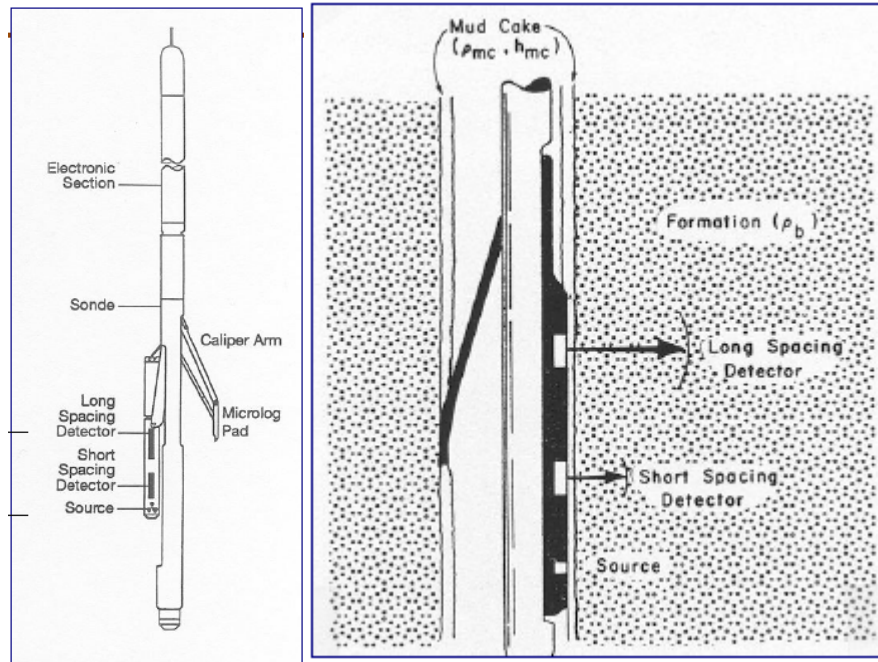
- 1) Determinar la porosidad de la roca del yacimiento.
- 2) Mejorar la correlación e interpretación de registros sísmicos.
- 3) Identificar zonas con presiones anormales.
- 4) Asistir en la identificación de Litología.
- 5) Estimar porosidad secundaria.
- 6) Estimar la permeabilidad de la roca.

## REGISTRO DE DENSIDAD

Los registros de densidad son utilizados principalmente como registros de porosidad, aunque también se incluyen otros usos como identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, calculo de presión de sobrecarga, entre otras.

Este registro utiliza una fuente radioactiva, la cual se aplica en la pared del agujero del pozo a través de una sonda patín pegada al agujero (**Figura 3.8**), la cual emite rayos gamma de energía media dentro de la formación. Estos rayos gamma pueden ser

interpretados como partículas con alta velocidad que colisionan con los electrones de la formación. Con cada colisión un rayo gamma pierde energía con el electrón, pero solo una parte, y después continúa con energía disminuida (efecto Compton). Los rayos gamma dispersos que alcanzan al detector, a determinada distancia de la fuente, son contados como un indicador de la densidad de la formación.



**Figura 3. 8 Configuración de la herramienta de Registros de Densidad (Thomas W. Engler, *Density Logs*)**

La herramienta llamada FDC (*Formation Density Compensated*) está compuesta por una fuente radioactiva y dos detectores protegidos por unos armazones, con la finalidad de minimizar la influencia de la columna de lodo. Los dos detectores difieren en espaciamiento y profundidad de investigación. Los armazones se abren cuando la sonda se encuentra pegada a la pared del pozo (**Figura 3.8**) gracias a la acción de un brazo excéntrico.

La herramienta LDT (*LithoDensity Tool*) es una versión mejorada de la herramienta FDC, ya que además de obtener la densidad de la roca, la sonda mide el índice de absorción fotoeléctrica de la formación. La absorción fotoeléctrica puede ser relacionada a la litología de la formación.

La herramienta TLD (*Three-Detector Lithology Density*) fue diseñada al igual de la herramienta LDT para que obtuviera la densidad de la formación, litología y el diámetro del agujero; con la diferencia de que ésta tiene tres detectores y presenta una mayor capacidad de resolución.

## REGISTRO NEUTRÓN

El Registro Neutrón es usado principalmente para la delineación de formaciones porosas y la determinación de su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias donde los poros están llenos de agua o petróleo, este registro refleja la porción de la porosidad llena de líquido. La combinación del registro neutrón con uno o más registros de porosidad produce valores de porosidad aun más exactos e identificación de la litología.

Su principio de funcionamiento se basa en la emisión de neutrones, que son partículas eléctricamente neutras, las cuales presentan una masa casi idéntica a la masa del átomo de hidrógeno. Por medio de una fuente radioactiva colocada en la sonda se emiten neutrones de alta energía (**Figura 3.9**). Estos neutrones colisionan con átomos de los materiales contenidos en la formación en lo que se puede interpretar como colisiones elásticas; con cada colisión, el neutrón pierde parte de su energía. La cantidad de energía perdida en cada colisión depende de la masa relativa de los átomos con los cuales el neutrón colisiona; siendo la mayor pérdida de energía cuando el neutrón colisiona con una masa prácticamente igual, como la del átomo de hidrógeno. Por lo tanto, el desaceleramiento del neutrón depende de la cantidad de hidrógeno en la formación.

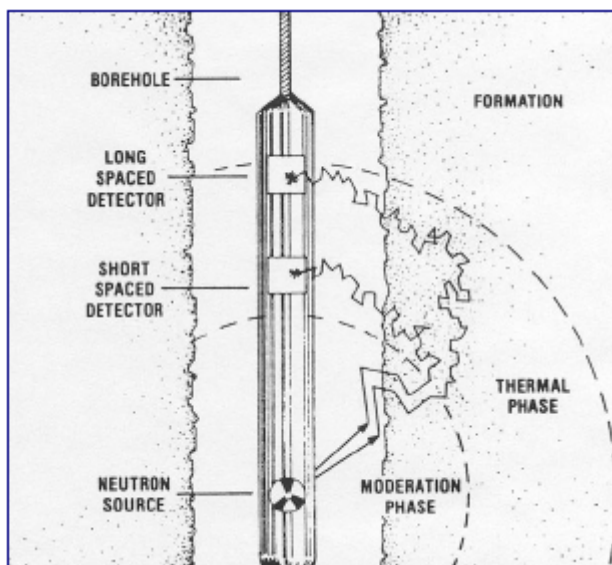
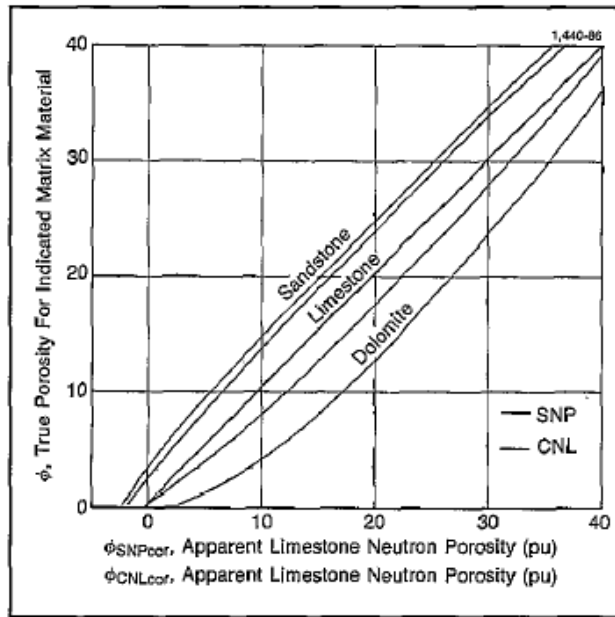


Figura 3. 9 Sonda para el Registro Neutrón (Thomas W. Engler, *Neutron Logs*)

El núcleo capturante se excita intensamente y emite un rayo gamma de alta energía de captura, y un detector en la sonda registra estos rayos gamma de captura o los neutrones mismos, dependiendo del tipo de sonda.

Debido a que las lecturas de los registros de neutrón son afectadas por la litología, es necesario realizar la corrección por el tipo de matriz de roca en el que son tomados. PEMEX ha requerido que la matriz en la que sean tomados los registros neutrón sean

arenas. Sin embargo para corregir el registro por el tipo de matriz puede realizarse mediante gráficas como la mostrada en la **Figura 3.10**.



**Figura 3. 10 Curvas de Porosidad equivalente para el Registro Neutrón (Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications)**

## REPOSITORIO CENTRAL DE DATOS DE PETREL

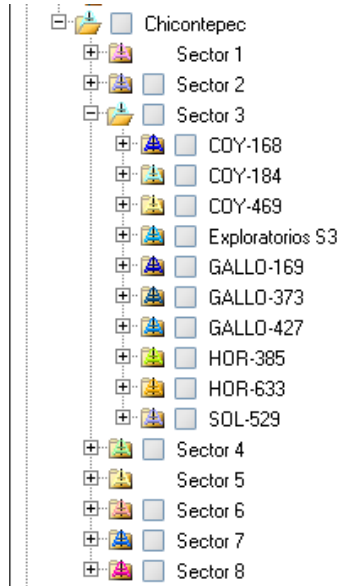
Petrel fue la herramienta principalmente utilizada durante el periodo laborado en el RTC, ya que un 90% del trabajo realizado fue en este software. A la fecha, Petrel sigue siendo utilizado como parte central del proyecto. Sin embargo, existen más software utilizados en el proyecto que ayudan a realizar tareas específicas realizadas por especialistas en áreas determinadas; pero debido a que mi contribución al proyecto no abarca los demás software, no serán contenidos en este reporte.

A continuación se describirá cómo está conformado el Repositorio Central de Datos en Petrel, cómo se realizó, sus partes principales, información contenida y sus funciones.

## DESCRIPCIÓN DEL REPOSITORIO CENTRAL DE DATOS DE PETREL

Como ya se mencionó, el repositorio central es una gran base de datos del proyecto de Chicontepec, y contiene información de todos los pozos que conforman el proyecto así como el status de los pozos. Los pozos se encuentran clasificados en plataformas, donde cada una contiene diferente número de pozos, pudiendo llegar hasta 20 pozos o más por

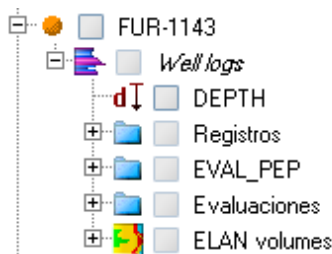
plataforma. A su vez, las plataformas están clasificadas de acuerdo al campo al que pertenecen, y los campos están clasificados en ocho diferentes sectores, los cuales conforman toda el área de Chicontepec (Ver Capítulo II). Actualmente, el Repositorio central cuenta con 1462 pozos, divididos como corresponde. Una visión general de la clasificación de los pozos por sectores se muestra en la **Figura 3.11**.



**Figura 3. 11 Clasificación de los Pozos de Chicontepec por Sectores en Petrel**

Gracias a la utilización de éste software, se ha podido concentrar en cada pozo la información necesaria para el proyecto, para la caracterización del yacimiento y para el estudio de los resultados de distintas operaciones realizadas en los pozos, como datos de producción después de un fracturamiento, de una prueba de inyección, la trayectoria final del pozo, etc.

En cada pozo tenemos distintos datos almacenados que son fundamentales para el funcionamiento del proyecto. Si queremos ver de forma inmediata que datos contiene el pozo, podremos observar a primera instancia los distintos tipos de registros (**Figura 3.12**) que fueron tomados para el caso en particular; pero hay que señalar que gran parte de los datos no se encuentran a simple vista, pero se pueden visualizar en la configuración del pozo, o mejor dicho, en las propiedades (**Figura 3.13**).



**Figura 3. 12 Registros contenidos en un Pozo**



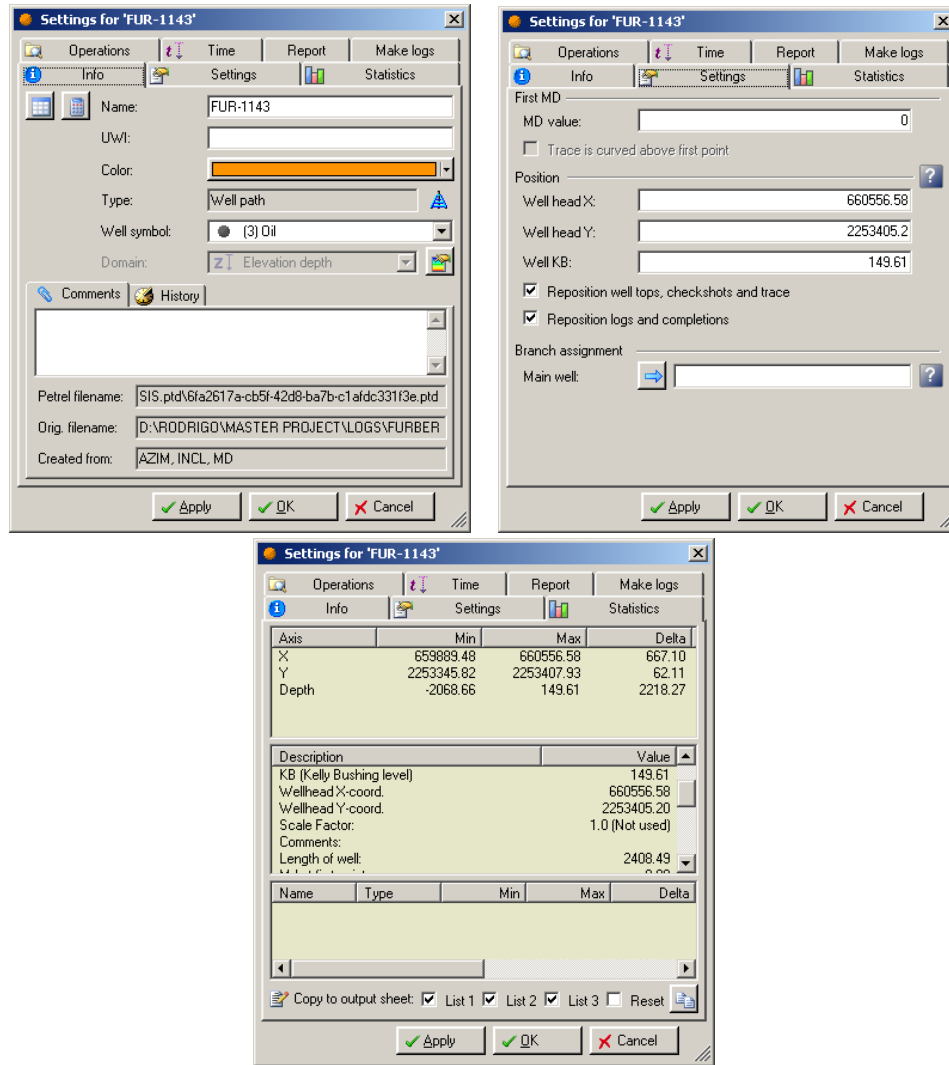


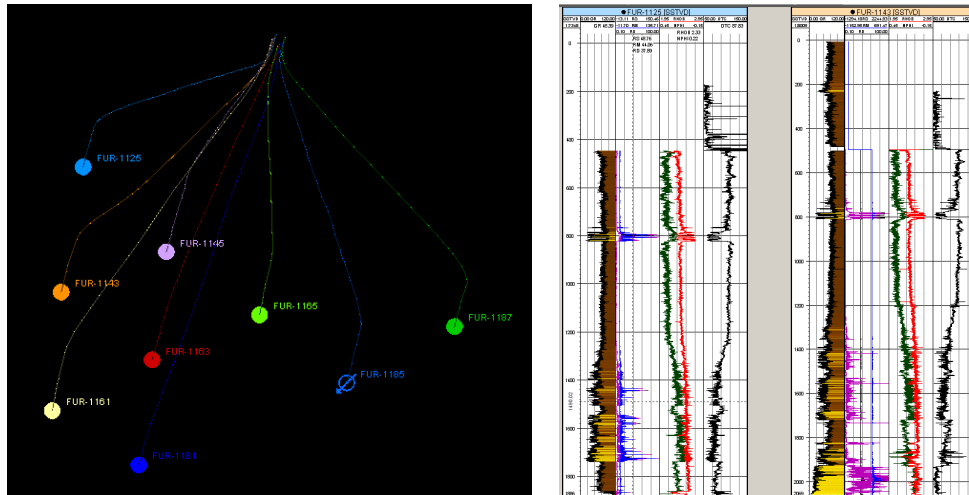
Figura 3. 13 Propiedades de un Pozo en Petrel

Entre los datos principales cargados en cada pozo tenemos los siguientes:

- Well Head* (Cabeza del Pozo): Nombre del pozo, tipo de pozo, coordenadas de superficie (x, y) y la elevación del *Kelly Bushing*.
- Survey* (Trayectoria del Pozo): Trayectoria perforada del pozo, contiene la profundidad medida (MD), la inclinación, azimut y profundidad vertical (TVD).
- Registros Geofísicos: Rayos Gamma, Resistividad, Neutrón, Densidad, Sónico, etc.
- Registros de Producción: Perforación, Terminación, Producción, Conectividad.
- Profundidad de disparos, profundidad de la terminación,
- Símbolo del Pozo: Propuesto, seco, aceite, gas, condensado, inyección, etc.

También existe información del proyecto que está ligada automáticamente a los pozos pero que no se encuentra dentro de cada pozo, como lo son gasto de aceite, gasto de agua, gasto de gas, intervalos asociados o capas estratigráficas, entre otros.

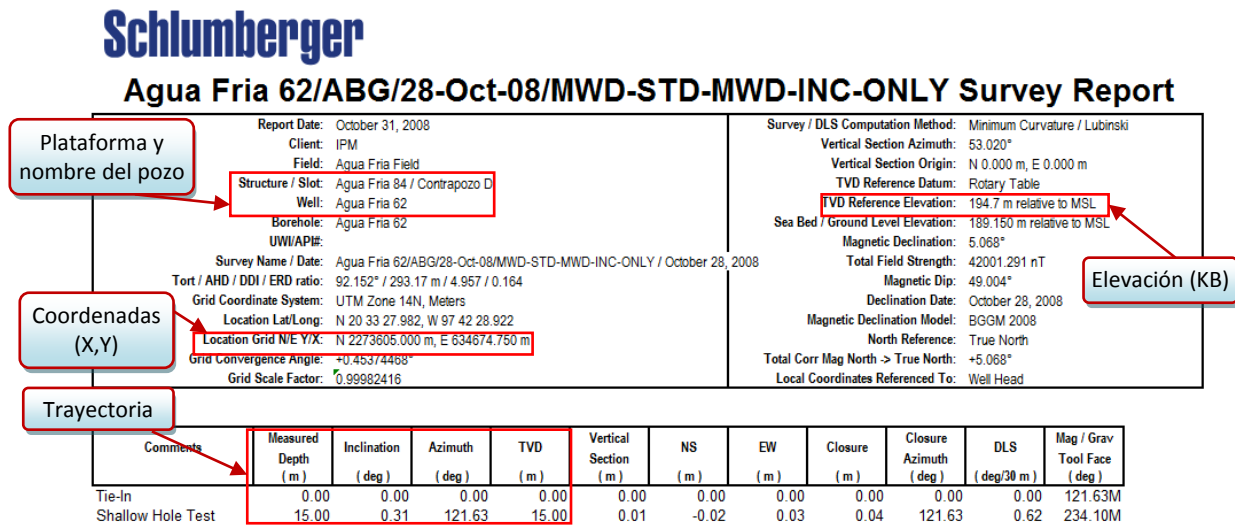
En Petrel existen diferentes tipos de ventanas donde podemos visualizar diferentes tipos de datos, ya sea gráficamente o en tablas de datos. Por ejemplo existen ventanas 2D, 3D, ventanas de correlación, de interpretación, de histograma, etc. Un ejemplo de esto se muestra en la **Figura 3.14**.



**Figura 3. 14** Ventanas de visualización en Petrel, ventana 3D y Correlación

### CREACIÓN DE UN POZO

Para crear un pozo se requiere de cierta información, principalmente de la localización del pozo (*WellHead*, coordenadas) y la trayectoria (*Survey*) del mismo. Esta información debe estar contenida en archivos de texto que a su vez contienen los datos necesarios que son requisito de Petrel para poder cargar la información, ya que de lo contrario nos marcará un error y el nuevo pozo no será creado. Estos datos se extraen de una hoja de cálculo de Excel, de un archivo generalmente llamado *Survey*, en el cual se registra la información del pozo por la compañía encargada de perforarlo (**Figura 3.15**).



**Figura 3. 15** Ejemplo de un archivo de trayectoria de un pozo (*Survey*)

El proceso se realiza a través de una macro añadida como Plug In en Excel, la cual extrae automáticamente de la hoja de cálculo los datos necesarios para crear los dos archivos de texto. Para el archivo *WellHead*, extrae el nombre del pozo, las coordenadas de superficie (x,y), y la elevación (KB); y crea un archivo de texto con estos datos (**Figura 3.16**). Para el archivo *Survey*, extrae la profundidad medida (MD), la inclinación, el rumbo (azimut), y la profundidad vertical (TVD); creando igualmente un archivo de texto con un formato predeterminado que puede ser leído por Petrel (**Figura 3.17**).

```

File Edit Format View Help
# Petrel well head
VERSION 1
BEGIN HEADER
Name
well symbol
Surface x
Surface Y
KB
END HEADER
"AF-62" 3 634674.750 2273605.000 194.7
    
```

Figura 3. 16 Archivo *WellHead* creado para cargar a Petrel

Measured_depth	Inclination	Azimuth	TVD
0.00	0.00	0.00	0.00
15.00	0.31	121.63	15.00
52.00	0.37	234.10	52.00
71.00	0.38	189.77	71.00
101.00	0.88	205.98	101.00
127.00	0.73	82.08	127.00
156.00	2.57	32.66	155.98
184.00	4.94	20.98	183.92
212.00	5.75	18.40	211.80
240.00	6.88	8.89	239.63
268.00	9.34	9.48	267.35
297.00	10.58	21.77	295.91
326.00	12.02	36.36	324.36
355.00	12.86	43.96	352.68

Figura 3. 17 Archivo *Survey* creado para cargar a Petrel

Una vez que se han creado los dos archivos ya mencionados a partir del *Survey*, el primer paso es cargar el archivo *WellHead*, el cual nos servirá para dar la localización del pozo en coordenadas UTF, creando el símbolo del pozo en dichas coordenadas junto con el nombre. Posteriormente se debe cargar al archivo *Survey*, que contiene los datos necesarios para crear la trayectoria del pozo. Con esto tenemos creado nuestro pozo.

En la **Figura 3.18** podemos observar el proceso de creación de un pozo en Petrel, así como el resultado final.

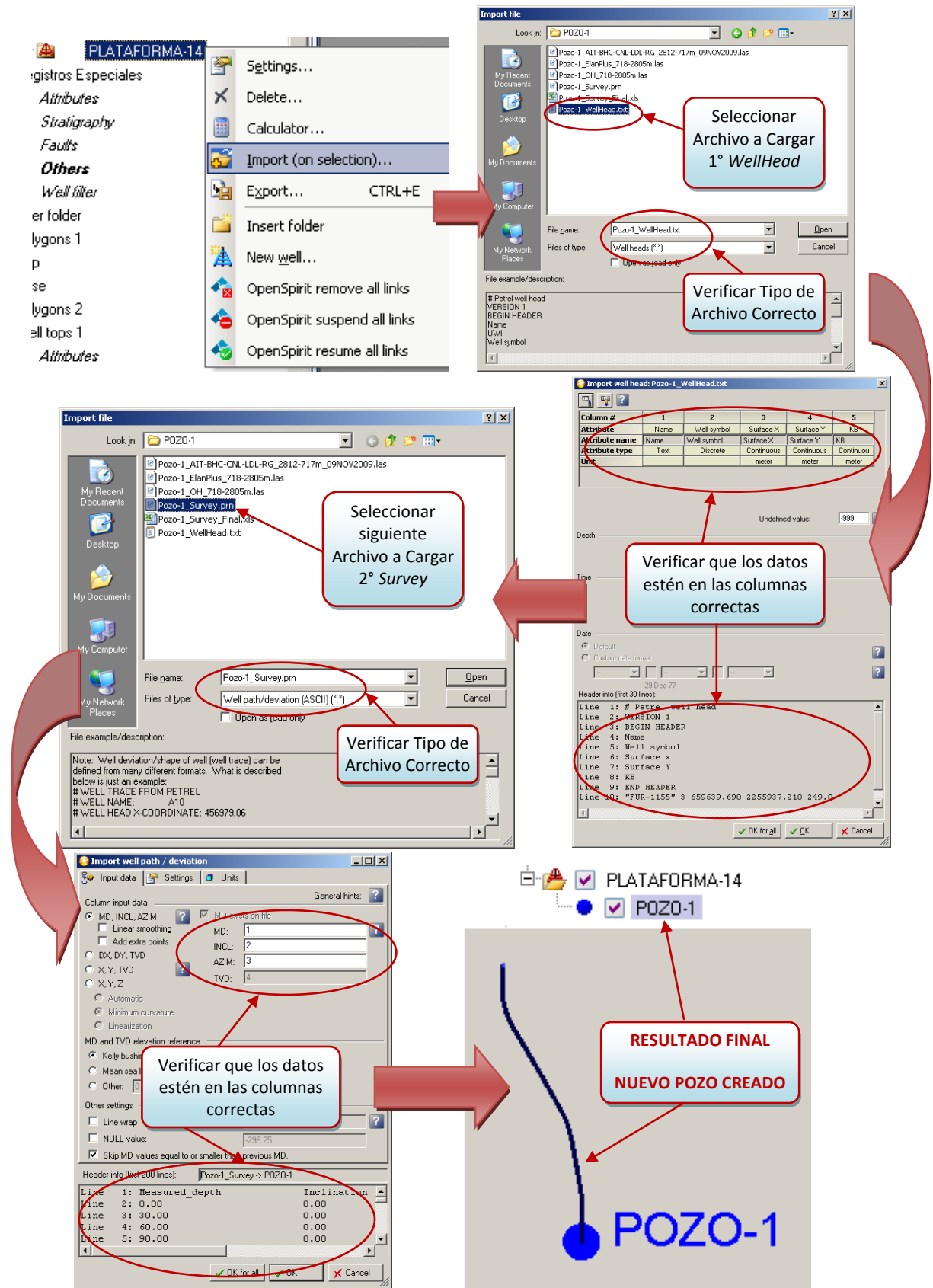


Figura 3. 18 Proceso de Creación de un Pozo: Ubicación y Trayectoria

Hay que señalar que la perforación de pozos en Chicontepec es constante y se realiza en corto tiempo, ya que se requiere un gran número de pozos para poder explotar de manera eficiente este tipo de yacimientos, debido a su alta complejidad. Actualmente, un pozo en esta zona es perforado en un promedio de 9 días, y 14 días para los pozos que van a la brecha. Es por esto que el proceso de creación de pozos en el repositorio central es un proceso dinámico, constante y es muy importante mantenerlo actualizado día a día, para contar con la información más reciente y poder tomar las decisiones adecuadas.

### CARGANDO LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Cada compañía realiza los registros geofísicos de un pozo de acuerdo a las necesidades del proyecto en cuestión, sin embargo existen determinados registros que podrían considerarse como un estándar en este proyecto, que son los registros descritos en el Capítulo II. Es importante saber que los registros no siempre son realizados por la misma compañía, aunque se utiliza un formato estándar para reportar los resultados. Debido a lo anterior, deben conocerse los diferentes nemónicos utilizados para un mismo registro para poder localizarlo fácilmente y cargarlo al pozo correspondiente para después asignarle el nemónico correcto, lo cual se explicará en el Capítulo IV.

Además de este grupo de registros básicos, por así llamarlos, hay muchos otros que se incluyen en los archivos correspondientes, y dependiendo del proyecto, se deben cargar los registros requeridos. En el proyecto también se cargaron los registros obtenidos de la herramienta CMR (*Combinable Magnetic Resonance Tool*), que es una herramienta de resonancia magnética con la cual se pueden obtener el índice de los fluidos libres en la formación y puede procesarse para estimar la distribución del tamaño de los poros. Los registros obtenidos de esta herramienta se listan en la **Tabla 3.3**; estos registros también fueron cargados al Repositorio Central.

Nemónico	Descripción del Nemónico
BFV	Bound Fluid Volume
CMRP_3MSS	Porosity with T2 values greater than 3 ms
SW	Water Saturation
VSH	Shale Volume

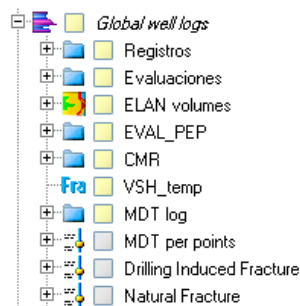
**Tabla 3. 3 Registros de la Herramienta CMR**

Además de los registros ya mencionados, también se cargaron los registros de Evaluaciones y Volúmenes para su incorporación al Repositorio Central de Datos de Petrel (**Tabla 3.4**). Estos registros se obtiene a través de la aplicación de diversos algoritmos a los registros geofísicos (los cuales no serán descritos en este reporte), para así obtener propiedades como: Porosidad Total, Porosidad Efectiva, Permeabilidad, Saturación de Agua, así como la cantidad de fluidos que se tienen en la formación como el volumen de aceite y agua.

	Nemónicos	Descripción del Nemónico	Propiedad Medida
Evaluaciones	KINT	Intrinsic Permeability	Permeabilidad obtenida a través de la relación entre el volumen de arcillas, la porosidad y los volúmenes de fluidos en la formación
	PHIT	Total Porosity	Porosidad Total, incluye los poros ocupados por los fluidos; es independiente de la roca, los fluidos y los efectos ambientales
	PIGN	Effective Porosity	Porosidad de los poros con fluidos móviles
	SUWI	Non-Clay Water Intergranular Water Saturation for Undisturbed Zone	Saturación de agua sin influencia de arcillas
	IKH	Permeability Length	Integral de la capacidad de flujo
	VCL	Volume of Clay Type Material Relative to Total Volume	Volumen total de arcillas en la formación
	VUOI	Volume of Oil in Undisturbed Zone	Volumen de aceite en la zona no perturbada
	VUWA	Volume of Water in Undisturbed Zone	Volumen de agua en la zona no perturbada
Volúmenes	VILL	Volume of Illite (dry) Relative to Total Volume	Volumen de Illita
	VMON	Volume of Montmorillonite (dry) Relative to Total Volume	Volumen de Montmorillonita
	VQUA	Volume of Quartz Relative to Total Volume	Volumen de Cuarzo
	VXOI	Volume of Oil in Flushed Zone	Volumen de aceite en la zona lavada
	VXWA	Volume of Water in Flushed Zone	Volumen de agua en la zona lavada
	VXWB	Volume of Bound Water in Flushed Zone	Volumen de agua
Evaluaciones realizadas por PEP	PHIE	Effective Porosity	Porosidad efectiva
	KTX	Permeability	Permeabilidad
	SW	Water Saturation	Saturación de agua
	VSH	Shale Volume	Volumen de arcillas

**Tabla 3. 4 Registros de Evaluaciones y Volúmenes del Repositorio Central**

En este proyecto ya se encuentran clasificados en grupos (**Figura 3.19**) los diversos registros que son necesarios para el estudio y caracterización del yacimiento. Es decir que al cargar los registros ya mencionados, estos se agrupan automáticamente en el Proyecto Maestro dentro de su categoría correspondiente.



**Figura 3. 19 Grupos de Registros**

Los registros se encuentran contenidos en un archivo de texto con extensión LAS (Log ASCII Standar), que es un formato destinado a proveer un método fácil para leer y distribuir datos de registros de pozo. El formato está basado en el código ASCII para que pueda utilizarse fácilmente con un editor de texto. El archivo contiene cierta información para poder ligarlo al pozo correcto, como el nombre del pozo, la localización (latitud, longitud, campo, estado, país), nombre de la compañía, profundidad de inicio y término, compañía de servicio y fecha. Además contiene la lista de registros tomados con su descripción (Figura 3.20).

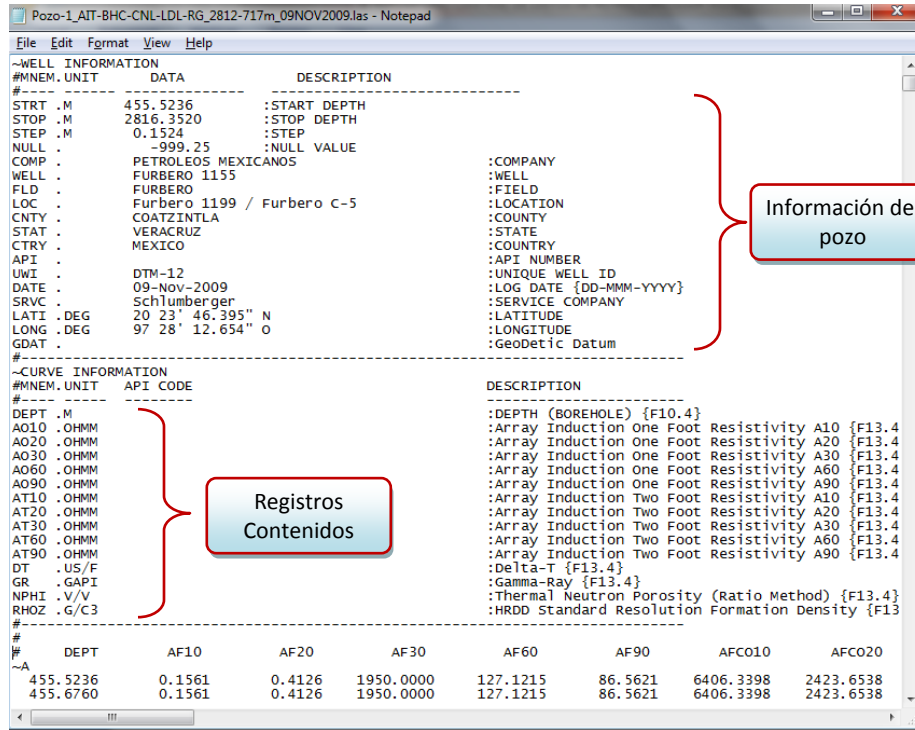


Figura 3. 20 Ejemplo de los Datos de los Registros

El proceso para cargar los registros es similar a los anteriores, sin embargo aquí se puede elegir entre la selección automática de los registros o elegir manualmente los registros a cargar, que es la opción más adecuada; ya que de esta manera podemos verificar que estamos seleccionando los registros adecuados y con ello ahorramos tiempo evitando cargar información innecesaria que después tendríamos que buscar y eliminar. Como la clasificación de los registros ya se encuentra hecha, éstos son acomodados automáticamente en cada grupo. Muchos de los registros no quedan incluidos en ningún grupo ya que como se menciono anteriormente, cuentan con nemónicos distintos a los necesarios para el proyecto, lo cual dificulta la organización de los mismos. Este problema y su solución serán tratados en el siguiente capítulo.

En la Figura 3.21 podemos observar el proceso para cargar los registros a los pozos y el resultado de ésta acción.

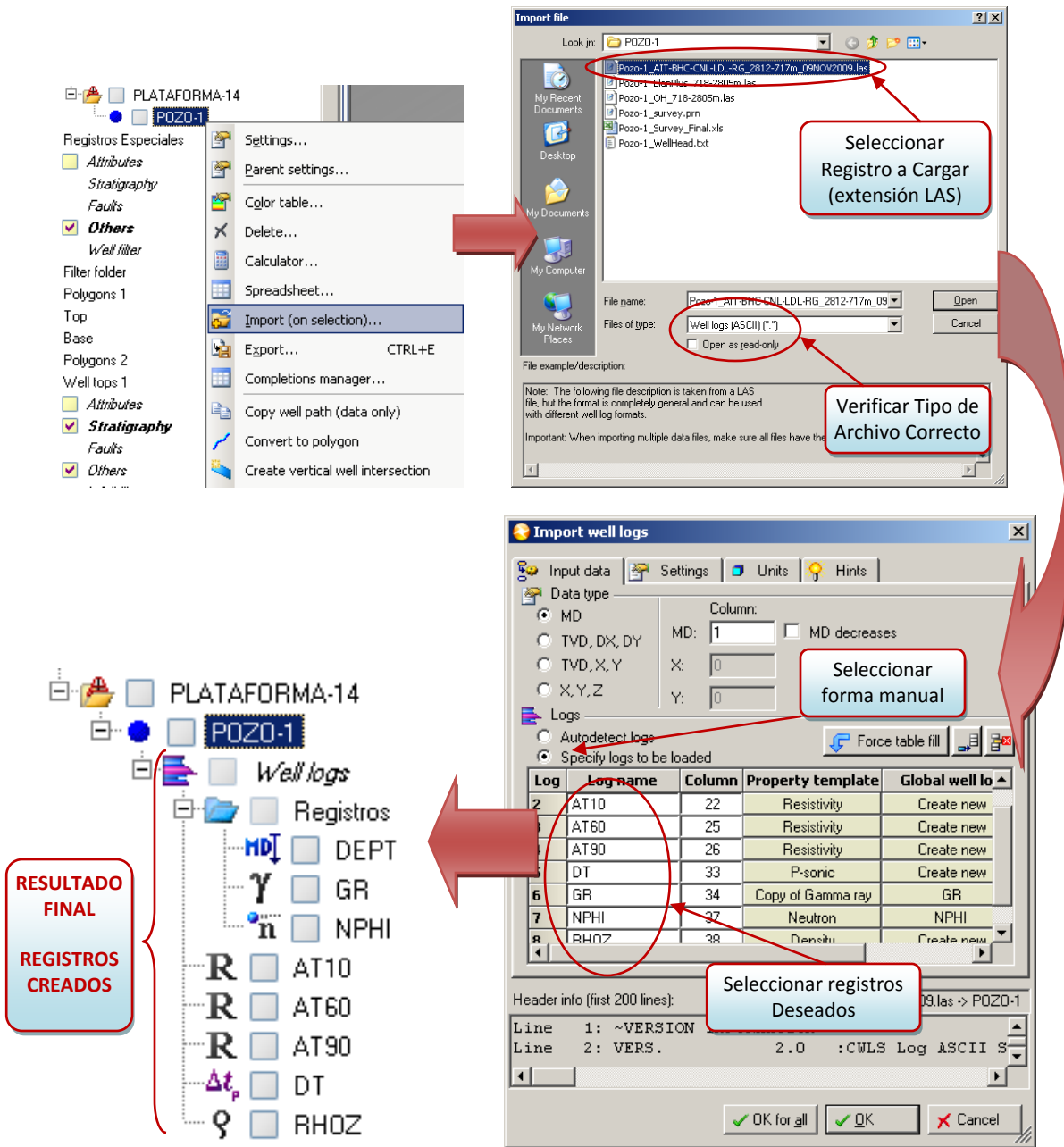


Figura 3. 21 Proceso de carga de los Registros Geofísicos y su Resultado

Una vez que hemos cargado los registros, podemos visualizarlos en una sección transversal, o una ventana de correlación (Figura 3.22). Aquí podemos verificar visualmente que el registro se haya cargado correctamente y que cubra el intervalo deseado; además de que podemos asignar a cada registro una plantilla determinada, para poder visualizarlo mejor y diferenciarlo fácilmente de los demás.



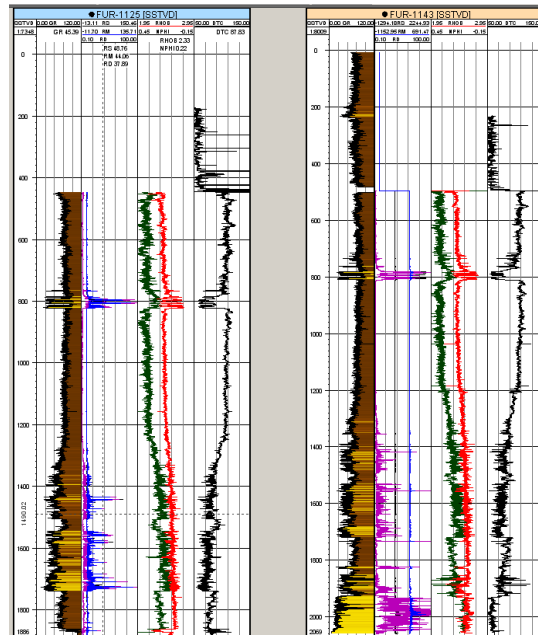


Figura 3. 22 Visualización de los Registros Geofísicos

## VISUALIZACIÓN Y REVISIÓN DE LOS DATOS IMPORTADOS

Una vez que se ha cargado la información necesaria y los nuevos pozos están completos, es muy fácil para cualquier usuario poder visualizar la información de interés con la certeza de que la información es la correcta, ya que los científicos que trabajan en el proyecto no deben perder tiempo verificando si los datos son confiables, si los registros son los correctos y están completos, ó si la trayectoria del pozo es fidedigna. La finalidad de todo este proceso de actualización y revisión de la información en el Repositorio Central de Datos de Petrel, es hacer más eficiente el proceso de Caracterización del yacimiento, ya que el usuario puede confiar en que la información que tenga que manejar ha pasado por un control de calidad, y además que la información ha quedado organizada de manera eficiente para su fácil e inmediato acceso.

El control de calidad de los datos importados para Petrel Consistió en la revisión de la ubicación y trayectoria de los pozos al momento de la importación a petrel 2009, así como la verificación de que las corridas de los registros importados estuvieran completas y correctas. Lo anterior se realizo a través de la visualización de los datos con las diferentes herramientas de Petrel 2009.

La verificación de la ubicación y trayectorias de los pozos se realizó a través de mapas 2D y mapas 3D, en donde se verificó que la posición de la cabeza del pozo, su elevación y la trayectoria, fueran consistentes con los pozos circundantes (**Figura 3.23**).

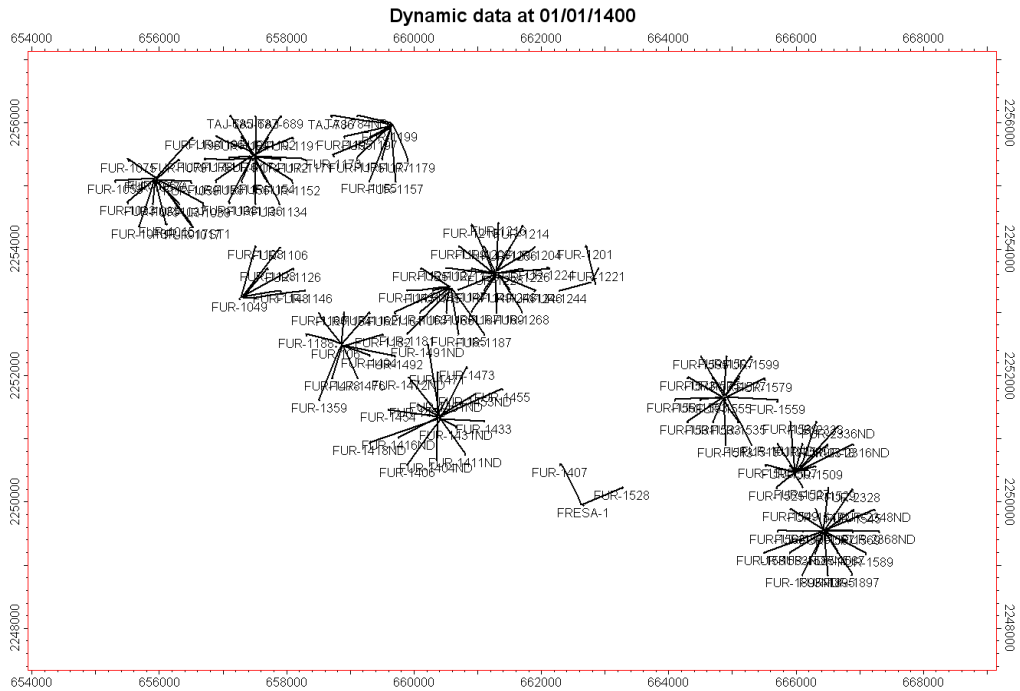


Figura 3. 23 Revisión de la Ubicación y Trayectoria de los Pozos

Por otro lado, la revisión de los registros geofísicos consistió en verificar que el carril del registro no estuviera vacío, que la sección de este estuviera completa, que los registros contenidos en el pozo fueran consistentes con respecto a su profundidad, y que fueran consistentes respecto a los pozos de la misma plataforma (Figura 3.24).

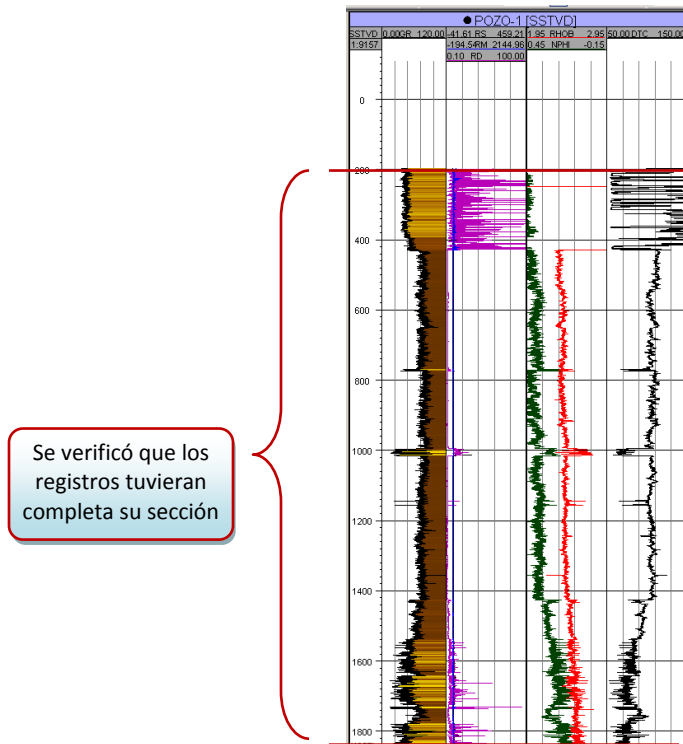
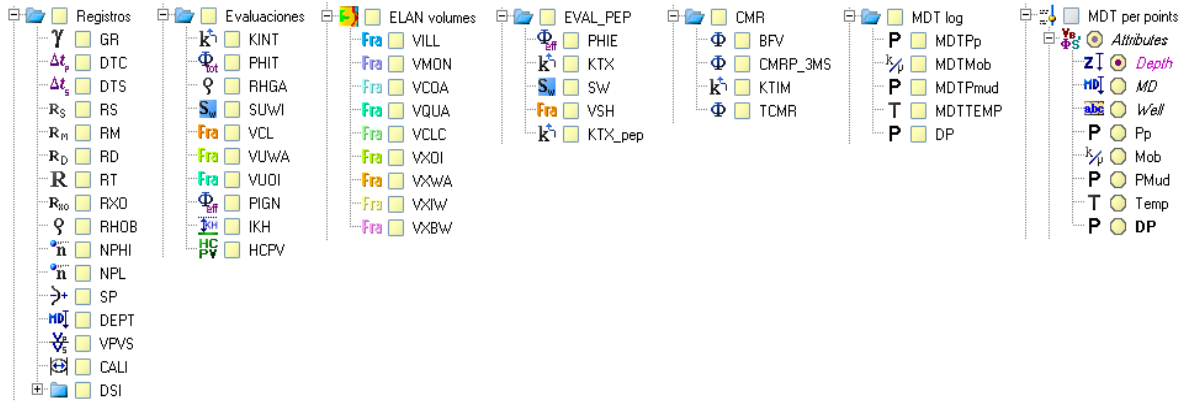


Figura 3. 24 Revisión de los Registros Geofísicos

Por último se verificó la organización de los registros, la cual se estableció a través de plantillas, y gracias a las cuales los registros se organizan de manera automática cada vez que son cargados a los pozos. Dichas plantillas se guardaron en la sección *Global Well Logs* y su clasificación se puede observar en la **Figura 3.25**.



**Figura 3. 25 Organización de los Registros en la sección *Global Well Logs***

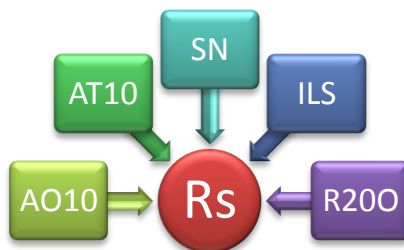
De esta manera se logró depurar, centralizar y organizar la información del proyecto, asegurando que cada pozo contara con los datos correspondientes, normalizando así el proyecto y asegurando que su manejo sea más sencillo, eficiente y confiable. Y con ello, se pudo continuar con el desarrollo del proyecto, para poder estandarizar toda la información contenida en el, como los Registros Geofísicos, lo cual será descrito en el siguiente capítulo.

## IV. ESTANDARIZACIÓN DE NEMÓNICOS PARA LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Un nemónico es un dato simbólico que identifica a un dato o un conjunto de valores, es decir, es una forma más simple de representar un dato o un valor para facilitar su memorización y para representarlo más fácilmente. Para nuestro caso en particular, los nemónicos no son otra cosa que la representación del nombre de un registro geofísico, y generalmente está representado por siglas del nombre del registro, y dichas siglas normalmente ya se encuentran estandarizadas. Un ejemplo de esto, es el registro de Rayos Gamma, en cuyo caso el nemónico empleado para identificarlo es GR debido a sus siglas en inglés (*Gamma Ray*).

Cada registro geofísico tiene un nombre específico de acuerdo a su naturaleza, y en ocasiones cada tipo de registro tiene a su vez diferentes subdivisiones, como en el caso de los registros de resistividad que se subdividen de acuerdo a su profundidad de investigación. Debido a que existen muchos tipos de registros, se decidió emplear el uso de nemónicos para su identificación; así los registros de resistividad normalmente están representados por la letra “R”, y dependiendo del tipo de registro de resistividad le sigue otra letra que lo identifica, como “Rs”, en el caso de Resistividad Somera o *Shallow Resistivity*.

Para la realización de este proyecto, existía un problema con los nemónicos de los registros, ya que existían diferentes nemónicos para un mismo tipo de registro. La razón de esto es que los registros no siempre son realizados por la misma compañía, por lo que en ocasiones ciertas compañías manejan sus propios nemónicos, y al enviar los reportes de los registros tomados, estos vienen con esos nemónicos. Un ejemplo de esto se ilustra en la **Figura 4.1**.



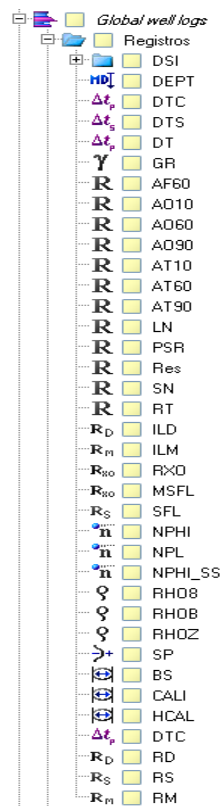
**Figura 4. 1** Ejemplo de la dispersión de Nemónicos para un registro de Resistividad

Al igual que el ejemplo mostrado en la **Figura 4.1**, para la mayoría de los registros del proyecto se presentaba un problema similar, ya que existían numerosos nemónicos de los registros de un mismo tipo. Esto era un gran problema cuando se necesitaba buscar la información por lo que se decidió resolver este problema concentrando los registros correspondientes en un mismo tipo, logrando así estandarizar los nemónicos y con ello

facilitar el acceso a la información y reducir de manera significativa el número de registros presentes en el proyecto.

## DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS NEMÓNICOS

Como primer paso se procedió a localizar los registros dentro del proyecto, visualizando todos los registros contenidos en el, mediante las platillas guardadas en la sección *Global Well Manager* (**Figura 4.2**). Aquí se puede ver de manera concentrada todos los registros contenidos en el Repositorio Central de Datos de Petrel, sin importar a que pozo pertenezcan. Gracias a esto, se determinó cuales registros eran necesarios para el proyecto y cuales podían ser desechados.



**Figura 4. 2 Registros Contenidos en el Repositorio Central de Datos de Petrel**

Posteriormente se procedió a identificar los nemónicos presentes en el proyecto y se identificó cuáles eran prioritarios para el proyecto y cuáles no eran necesarios, eliminando estos últimos. Al identificar los registros del proyecto, se realizó una clasificación de los nemónicos requeridos en grupos dependiendo del tipo de registro al que pertenecían. Así mismo se definieron los nemónicos finales con los cuales se haría la estandarización de los nemónicos.

En la **Tabla 4.1** se listan los nemónicos presentes en el proyecto, y que eran necesarios para su funcionamiento, así como la descripción de los mismos.

NEMÓNICO	DESCRIPCIÓN DEL NEMÓNICO	PROPIEDAD MEDIDA
<b>GR</b>	Gamma Ray	Mide los Rayos Gamma emitidos por la formación
<b>HCAL</b>	Caliper	Mide tamaño y forma del agujero
<b>AO10</b>	Array Induction One Foot Resistivity A10	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>AO60</b>	Array Induction One Foot Resistivity A60	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>AO90</b>	Array Induction One Foot Resistivity A90	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>AT10</b>	Array Induction Two Foot Resistivity A10	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>AT60</b>	Array Induction Two Foot Resistivity A60	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>AT90</b>	Array Induction Two Foot Resistivity A90	Resistividad principio de Arreglo Inducción
<b>ILD</b>	Induction Deep Resistivity	Resistividad de Inducción Profunda
<b>ILM</b>	Induction Medium Resistivity	Resistividad de Inducción Media
<b>ILS</b>	Induction Shallow Resistivity	Resistividad de Inducción Somera
<b>SN</b>	Short Normal Resistivity (16 inch spacing)	Resistividad Normal Corto
<b>LN</b>	Long Normal Resistivity (64 inch spacing)	Resistividad Normal Largo
<b>Res</b>	Resistivity Image for AWS STAR tool	Perfil de Resistividad
<b>SFL</b>	Spherically Focused Log	Resistividad de Inducción Esférico Enfocado
<b>MSFL</b>	Micro-spherically Focused Resistivity	Resistividad de Inducción Micro Esférico Enfocado
<b>RXOZ</b>	Micro Resistivity	Mico Resistividad
<b>RTO</b>	True Resistivity	Resistividad de la zona no invadida
<b>PSR</b>	Compensated Phase Shift Resistivity	Resistividad con Fase Orientada
<b>DT</b>	Delta-T (travel time)	Mide el tiempo que tarda en atravesar una onda compresional una distancia fija (Tiempo de Tránsito)
<b>DTST</b>	Delta-T Stoneley – Monopole Stoneley	Mide la lentitud de las ondas Stoneley
<b>DT4P</b>	Delta-T Compressional – Monopole P&S	Mide el tiempo que tarda en atravesar una onda compresional una distancia fija
<b>DTSM</b>	Delta-T Shear	Mide la lentitud de la onda de Cizalla ( $V_s$ )
<b>DTCO</b>	Delta-T Compressional	Mide el tiempo que tarda en atravesar una onda compresional una distancia fija
<b>DT2</b>	Delta-T Cizalla - bajo dipolo	Mide la lentitud de la onda de Cizalla ( $V_s$ )
<b>DT1</b>	Delta-T Cizalla - alto dipolo	Mide la lentitud de la onda de Cizalla ( $V_s$ )
<b>RHOZ</b>	Standard Resolution Formation Density	Mide la densidad corregida de la roca ( $\rho_b$ )
<b>RHOB</b>	LDT	Mide la densidad corregida de la roca ( $\rho_b$ )
<b>RHO8</b>	TDL	Mide la densidad corregida de la roca ( $\rho_b$ ) con espaciamento de 8 pulgadas
<b>NPHI</b>	Thermal Neutron Porosity (Ratio Method)	Mide la porosidad de la formación calibrado en matriz de arenas
<b>NPL</b>	Neutron Porosity Limestone	Mide la porosidad de la formación calibrado en matriz de calizas
<b>NPOR</b>	Enhanced Ternal Neutron Porosity	Mide la porosidad de la formación calibrado en matriz de arenas
<b>SP</b>	Spontaneous Potencial	Potencial Espontaneo

Tabla 4. 1 Nemónicos presentes en el Repositorio Central de Datos de Petrel

Los nemónicos finales así como su clasificación, están definidas en la **Tabla 4.2**. En ella podemos observar los nemónicos establecidos para realizar la normalización, es decir, los nemónicos que se usaran como un estándar para el proyecto. Para cada nemónico establecido se incluyen los nemónicos que son incluidos en ese tipo de registro, que son los diferentes nemónicos usados por diferentes compañías y son los que se debían unificar para evitar la dispersión de datos.

NEMÓNICO ESTABLECIDO	NEMÓNICOS INCLUIDOS	DESCRIPCIÓN DEL NEMÓNICO ESTABLECIDO
<b>GR</b>	GR GRC	Rayos Gamma de la formación
<b>Rs</b>	AO10 AT10 SN ILS R200	Resistividad Somera
<b>Rm</b>	AO60 AT60 ILM R600	Resistividad Media
<b>Rd</b>	AO90 AT90 LN ILD R850	Resisitividad Profunda
<b>RHOB</b>	RHOZ DEN	Densidad de la Roca ( $\rho_b$ )
<b>NPHI</b>	NPHI NPOR TNPH	Porosidad de la formación calibrado en matriz de arenas
<b>NPL</b>	NPL	Porosidad de la formación calibrado en matriz de calizas
<b>DTC</b>	DT DTCO	Tiempo de tránsito compresional
<b>DTS</b>	DTSM	Tiempo de Tránsito de la onda de cizalla
<b>CALI</b>	HCAL	Caliper: Tamaño y forma del agujero
<b>RT</b>	AORT ATRT RTO	Resistividad de la zona no invadida
<b>RXO</b>	RXOZ	Micro Resistividad
<b>SP</b>	SP SPCG	Potencial espontaneo de la formación

**Tabla 4. 2 Clasificación de los Nemónicos para la Estandarización**

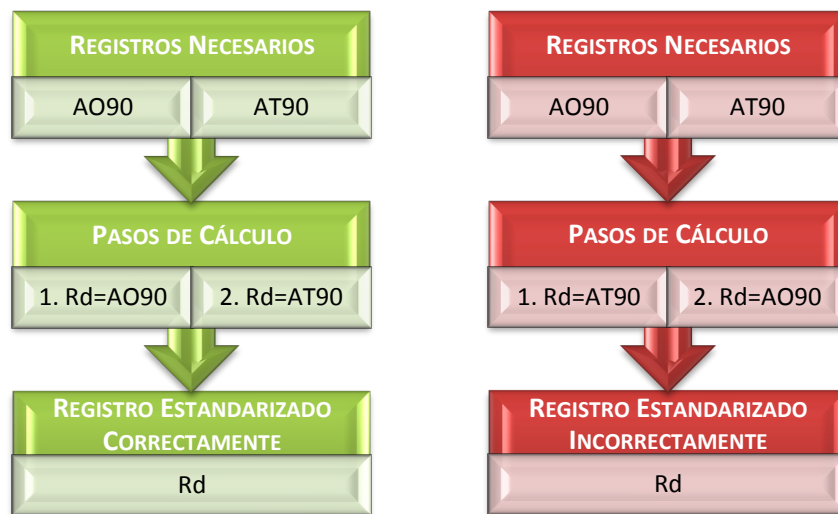
Una vez que se tuvieron definidos los nemónicos a utilizar en el proyecto, se procedió a definir las reglas y pasos a seguir para poder realizar la normalización de los nemónicos y con ello lograr depurar los registros geofísicos y organizarlos en sus grupos ya establecidos.

## DEFINICIÓN DE REGLAS Y PASOS PARA LA ESTANDARIZACIÓN

Para poder realizar la estandarización de los nemónicos de registros geofísicos se procedió a establecer los pasos requeridos y su debido orden para lograr que el nemónico final fuera el adecuado, y que el registro que representa no hubiera sido alterado en el proceso. La mayoría de los registros sólo necesitan un paso de cálculo para realizar el cambio del nemónico; sin embargo existen algunos registros, como los de resistividad, que requieren más de un paso de cálculo para cambiar el nemónico, y si no se realiza en el orden adecuado, el registro puede ser alterado obteniendo un registro inservible.

Hay que señalar que a pesar de que el cambio de los nemónicos no es en sí una operación matemática, se le llama paso de cálculo porque se realiza en una herramienta de Petrel llamada “Calculadora”, cuyo funcionamiento se explicara más adelante.

Para poder entender mejor lo anterior, nos podemos auxiliar de la **Figura 4.3**. En ella se muestra el ejemplo para el registro de Resistividad Profunda (Rd), donde se tienen dos registros cuyos nemónicos deben ser transformados en el nemónico estandarizado “Rd”. Se puede observar como debe ser la regla de cálculo y como sería la forma incorrecta.



**Figura 4.3** Ejemplo del Cambio de Nemónico del Registro de Resistividad Profunda (Rd)

Generalmente, cuando se tiene el archivo donde se reportan los registros geofísicos, la mayoría de los registros solo necesitan un paso de cálculo para lograr estandarizarlos. Básicamente, los registros que requieren dos pasos de cálculo o más son los registros de resistividad, como en el ejemplo de la **Figura 4.3**.

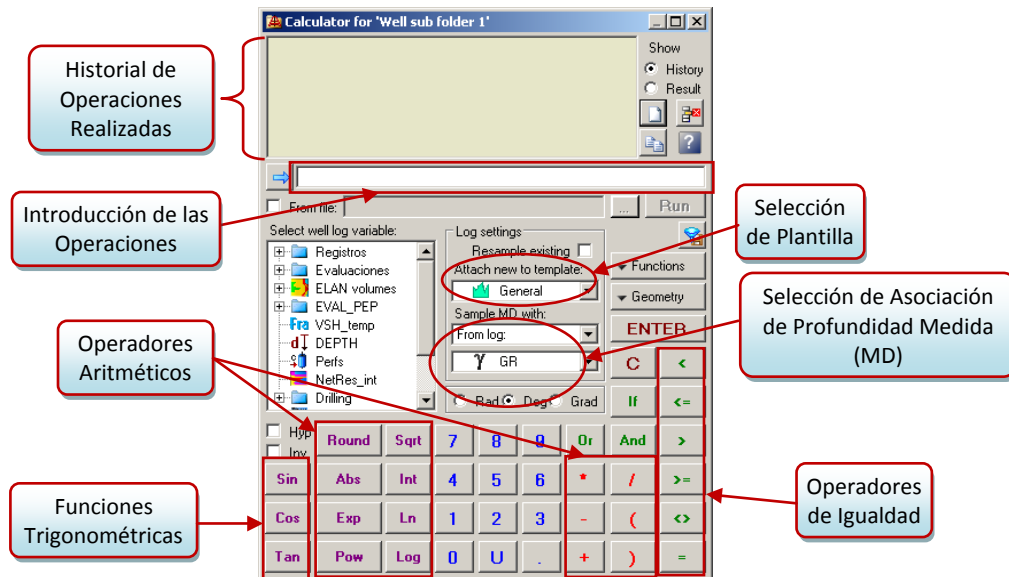
Las reglas para la estandarización se basan en la clasificación de la **Tabla 4.2**. Esto significa que cuando en el reporte de los registros corridos en un pozo contiene alguno de los nemónicos a cambiar (columna 2 de la **Tabla 4.2**), éste será cambiado por el nemónico establecido correspondiente.



## ESTANDARIZACIÓN DE LOS NEMÓNICOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO

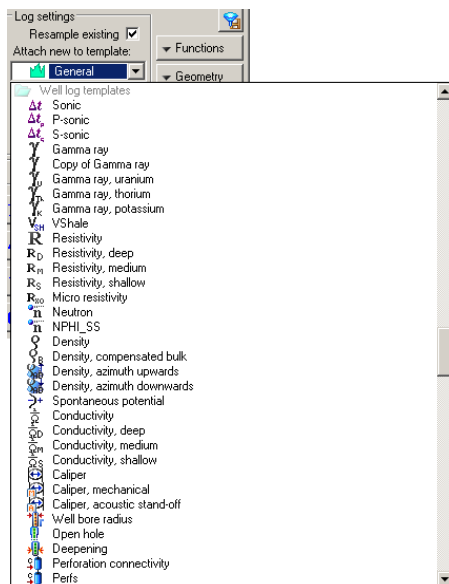
La herramienta de cálculo es una herramienta de Petrel con la cual se pueden realizar tanto operaciones lógicas como aritméticas, considerándose aquí las operaciones lógicas las distintas a las aritméticas. La Calculadora de Petrel tiene la estructura similar a la de una calculadora real (**Figura 4.4**); contiene operadores aritméticos, funciones trigonométricas, operadores de igualdades, funciones geométricas y funciones lógicas, por mencionar las principales. Sin embargo, todas las operaciones realizadas aquí están referidas a los registros.

La Calculadora de Petrel puede ser utilizada para un solo pozo, para una plataforma, un sector o el proyecto de Chicontepec completo; incluso puede ser utilizada para un registro individual o para todos los registros del mismo nombre contenidos en el proyecto. Se debe tener cuidado en que parte se utiliza, ya que si se utiliza en un sector completo por ejemplo, la operación realizada afectará a todos los datos utilizados en el cálculo que se encuentren por debajo de este nivel; en este caso, a todas las plataformas del sector y a todos los pozos contenidos en dichas plataformas. Claro está que si en determinado pozo el dato no existe, simplemente no realizará operación alguna en ese pozo.



**Figura 4. 4** Calculadora de Petrel: Componentes y Funciones

En la parte de la calculadora donde podemos elegir la plantilla deseada, es importante seleccionar la plantilla correspondiente del registro a estandarizar, ya que de lo contrario le asignará el símbolo erróneo al registro creado, así como las unidades y rangos erróneos. Por ejemplo, si vamos a cambiar el registro Caliper, debemos cerciorarnos de seleccionar la plantilla “Caliper” y no alguna errónea como la de “Neutrón”. En la **Figura 4.5** se muestran la lista de las diferentes plantillas disponibles para los registros geofísicos.



**Figura 4. 5 Plantillas de la Calculadora de Petrel para los Registros Geofísicos**

Primero se debe abrir la calculadora para el pozo deseado, o grupo de pozos deseados (plataforma, sector, o el proyecto completo). El proceso para realizar el cambio de nemónicos y lograr la estandarización, se muestra en la **Figura 4.6**, detallando los pasos a continuación:

- ① El primer paso es cargar los registros al pozo (ver Capítulo III – Cargando los Registros Geofísicos)
- ② Una vez cargados los registros, se abre la Calculadora de Petrel (click derecho)
- ③ En la Calculadora seguimos estos pasos para cambiar el nemónico del registro:
  - a) Seleccionamos la plantilla del registro a cambiar;
  - b) Seleccionamos asociar la profundidad medida (MD) en metros con un valor de medio pie (0.1524 m);
  - c) Posteriormente introducimos la operación a realizar;
  - d) Por último presionamos “ENTER” para realizar la operación.
- ④ Ahora podemos observar el nuevo registro creado dentro del pozo.
- ⑤ Para realizar el cambio de nemónico de otro registro se procede a repetir el paso 3, teniendo cuidado de cambiar la plantilla a la correspondiente del nuevo registro.
- ⑥ En este paso se ilustra el segundo paso de la operación anterior, ya que por ser un registro de resistividad requiere dos pasos de cálculo para el cambio de nemónico, como ya se había descrito anteriormente.
- ⑦ Se repite el paso 3 hasta haber cambiado los nemónicos de todos los registros cargados en el pozo, quedando los registros como se muestra en este paso.
- ⑧ Por último se procede a borrar los registros originales, quedando así los registros estandarizados para el proyecto.

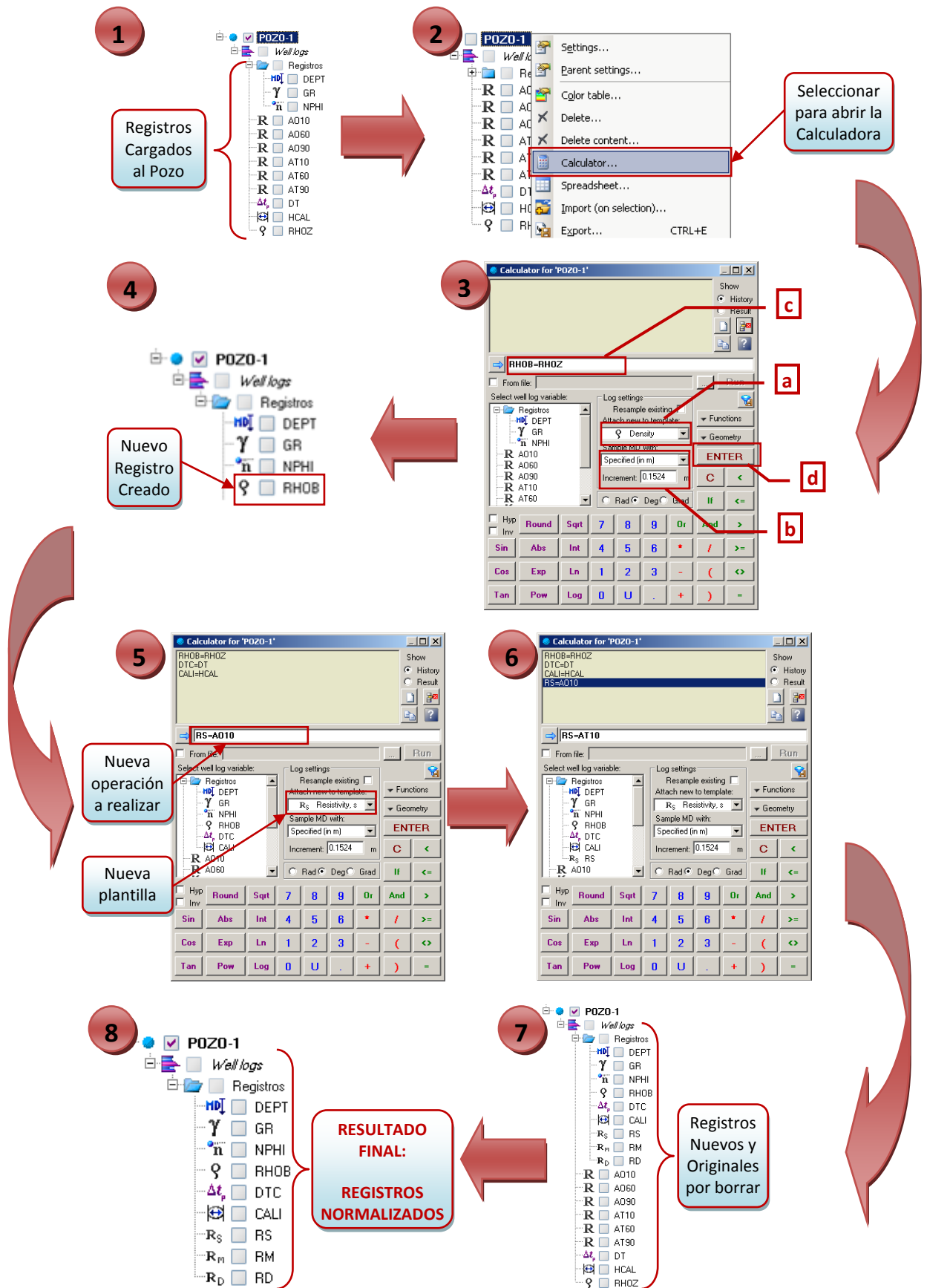


Figura 4. 6 Proceso de Estandarización de Nemónicos para los Registros Geofísicos.

Hay que señalar que en la **Figura 4.6** sólo se ilustra el cambio de nemónicos para dos registros, ya que al ser un proceso repetitivo, no tiene caso ilustrarlo para cada registro. La única diferencia se presenta al realizar el proceso para los registros de resistividad (parte 5 y 6) que requieren dos pasos de cálculo.

A estas alturas del proyecto, generalmente se va cargando un pozo a la vez, ya que se cargan conforme se generan los reportes de perforación y de los registros corridos. Sin embargo, es posible utilizar la Calculadora de Petrel para una plataforma entera, abarcando de una sola vez alrededor de 16 pozos, dependiendo de la plataforma. De esta manera optimizamos el proceso minimizando los pasos de cálculo, ya que se realizaría el cambio de nemónicos para todos los pozos contenidos en la plataforma, y solo restaría eliminar los registros originales de cada pozo.

También podría realizarse la operación para un sector completo, o inclusive para el proyecto de Chicontepec entero, pero no es recomendable hacerlo a gran escala porque es más difícil mantener un control de calidad en los registros creados y rastrear cualquier posible error, así como realizar la verificación de los nemónicos estandarizados.

## REVISIÓN DE NEMÓNICOS Y REGISTROS ESTANDARIZADOS

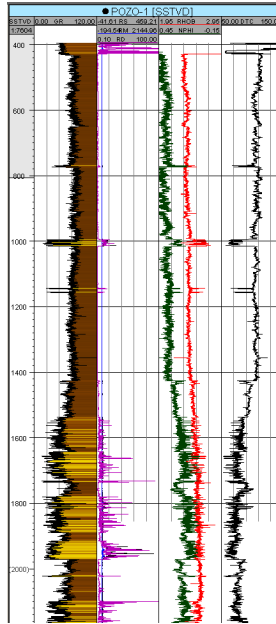
Una vez que se han estandarizado los nemónicos de los registros geofísicos, el último paso a realizar en esta etapa del proyecto es proceder con la revisión de los mismos, al igual que de los registros creados. Para la revisión de los nemónicos estandarizados, lo único que se tiene que hacer es verificar que los nemónicos sean los correctos, que correspondan con los establecidos en la etapa de definición, y que a cada nemónico estandarizado se le haya asignado correctamente la plantilla correspondiente.

Esto último significa que si se estandarizo un registro de Rayos Gamma, este debe contar con el símbolo de Rayos Gamma y con otro como de Resistividad o Densidad. En caso de que exista algún nemónico al cual se le asigno una plantilla errónea, se debe borrar ese registro y volver a realizar la carga del mismo, y posteriormente su estandarización. En la **Tabla 4.3** se muestran los respectivos símbolos de los principales registros, que van de acuerdo a su plantilla.

REGISTRO	NEMÓNICO	SÍMBOLO
Rayos Gamma	GR	$\Upsilon$
Resistividad Somera	Rs	$R_s$
Resistividad Media	Rm	$R_m$
Resistividad Profunda	Rd	$R_D$
Densidad	RHOB	$\rho$
Neutrón	NPHI	$n$
Sónico	DTC	$\Delta t_p$
Caliper	CALI	

**Tabla 4.3 Principales Registros Geofísicos con su Símbolo Correspondiente**

En el caso de la revisión de los registros geofísicos, se realiza de manera visual en ventanas de correlación o secciones transversales (**Figura 4.7**), como se mostró en el Capítulo III después de haber cargado los registros. Aquí lo importante es revisar que los registros cuenten con los datos correctos, es decir, que cubran el intervalo completo, que el carril no este vacío y que sean consistentes entre sí.



**Figura 4. 7 Revisión de los Registros Geofísicos Estandarizados**

Una vez que se ha concluido la revisión y que se ha asegurado que los registros y sus nemónicos son satisfactorios, se procede a continuar con la última etapa en la preparación de los datos para realizar la Normalización de los Registros Geofísicos.

## V. UNIFICACIÓN DE UNIDADES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Cada registro geofísico es reportado con determinadas unidades, las cuales se encuentran establecidas y definidas. Sin embargo, lo que puede llegar a cambiar es el sistema de unidades, ya que un registro en ocasiones puede presentarse referido a metros, mientras que en otras a pies.

Esto puede deberse a diferentes razones, pero la más común es que no siempre es la misma compañía la que realiza el registro, por lo que no todas las compañías lo reportan en las mismas unidades. También puede deberse a que en el momento en que corre el registro, se configura el equipo para que reporte en dadas unidades, siendo el operador el encargado de definir las, por lo que no siempre todos los operadores configuran de la misma manera las herramientas.

Al comienzo de este trabajo se planteó esta situación como un problema que interferiría para poder realizar las correlaciones de los registros y la caracterización de Chicontepec, ya que al tener datos con diferentes unidades hace que los valores promedio cambien, o que los valores se disparen fuera de rango.

El problema es que Petrel no distingue unidades en los registros. Al cargar los registros, Petrel los identifica y toma los valores reportados, pero en cuanto a las unidades, sólo sabe que para determinado registro lleva ciertas unidades, pero no reconoce si son las apropiadas o no.

Para tener una idea más clara de las unidades que corresponden a cada registro, se puede ver la **Tabla 5.1**. En ella se listan los principales registros utilizados en el Repositorio Central de Datos de Petrel con las unidades más comunes con que son reportados.

REGISTRO	NEMÓNICO	UNIDADES MÁS COMUNES
Rayos Gamma	GR	GAPI
Resistividad Somera	RS	ohm-m
Resistividad Media	RM	ohm-m
Resistividad Profunda	RD	ohm-m
Densidad	RHOB	g/cm <sup>3</sup>
Neutrón	NPHI	v/v
Neutrón	NPL	v/v
Sónico	DTC	us/ft
Caliper	CALI	in

**Tabla 5. 1 Registros Geofísicos con sus unidades Correspondientes**

La solución de este problema era en sí sumamente sencilla, sólo había que cambiar las unidades de los registros que lo requerían mediante simples conversiones. Pero el problema no era hacer el cambio de unidades, el verdadero problema era localizar los registros que contaban con unidades inconsistentes, ya que hubiera sido muy difícil ponerse a revisar los registros pozo por pozo, siendo que el proyecto cuenta con poco más de 1400 pozos.

Debido a que no existe herramienta alguna de Petrel que nos ayudara a solucionar este problema, se comenzaron a buscar soluciones y se optó por crear un programa que pudiera mostrar los valores de los registros para identificar fácilmente las unidades de los mismos, y de esta manera buscar esos pozos y realizar los cambios pertinentes. El programa creado fue nombrado “*LOG STATISTICS SUMMARY*”. A continuación se describirá el funcionamiento de esta herramienta y la forma en que se solucionó el problema para esta parte del proyecto.

## **DESCRIPCIÓN DEL PLUG IN *LOG STATISTICS SUMMARY* PARA LA UNIFICACIÓN DE UNIDADES**

El programa que se creó no fue exclusivamente para resolver esta parte del proyecto, sino que también sirvió para resolver otras necesidades del RTC. Este programa fue escrito inicialmente en C++, para después ser trasladado a Ocean<sup>6</sup>, que es una plataforma para desarrollo de aplicaciones, en la cual se crean los módulos en Visual Basic. En Ocean, se utilizó el código del programa para poder instalarlo como un Plug In en Petrel, y con ello que cualquier científico del RTC pudiera hacer uso de él.

Este Plug In fue creado por un científico del RTC, y al ser instalado en Petrel nos ayudo a resolver el problema de identificar y localizar los registros que contaban con unidades inconsistentes; agilizando sustancialmente la unificación de unidades y a su vez la continuación del proyecto.

La manera en que está diseñado el Plug In se ilustra en la **Figura 5.1** y su funcionamiento es el siguiente. El Plug In está diseñado de manera que primeramente se requiere introducir la “Carpeta de Pozos”. Ésta no viene a ser otra cosa que la plataforma que se desea analizar, pero ya que Petrel agrupa los pozos en carpetas (cada carpeta es una plataforma), es por esto que así lo solicita el Plug In. Posteriormente nos da la opción de seleccionar entre dos opciones: analizar todos los tipos de registros contenidos, ó seleccionar un registro en específico. Se puede utilizar cualquiera de las dos dependiendo de lo que se quiera realizar, pero si se elige analizar todos los registros, también analizara los registros de Evaluaciones, Volúmenes, Producción y cualquier otro registro presente en

---

<sup>6</sup> Ocean es propiedad de Schlumberger, todos los derechos reservados.

dicha plataforma, lo que aumentará la cantidad de información a inspeccionar. Recordemos que sólo se desea inspeccionar los registros geofísicos, por lo que es más conveniente seleccionar manualmente los registros.

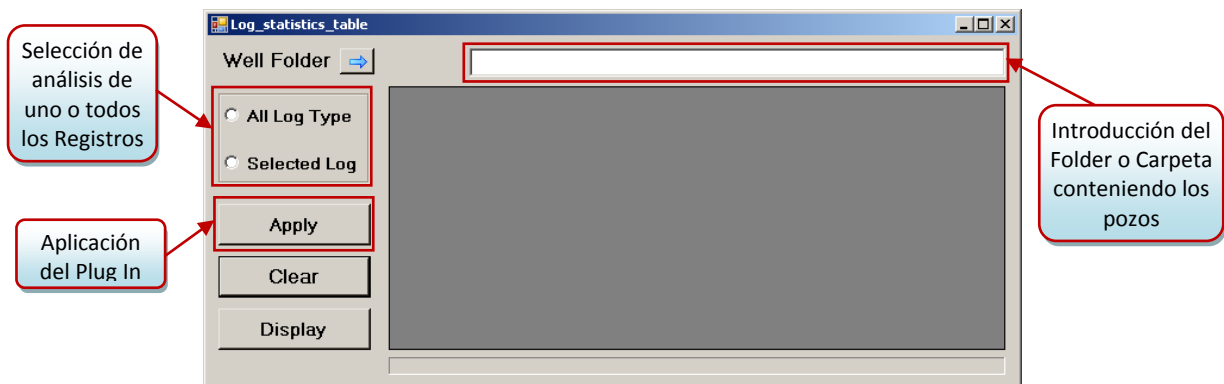


Figura 5. 1 Plug In LOG STATISTICS SUMMARY

Una vez que se ha elegido la carpeta y se ha decidido entre las dos opciones, se procede a aplicar el Plug In. Si se eligió analizar todos los registros, el proceso comenzara inmediatamente y al finalizar mostrará los resultados. Por el otro lado, si se eligió seleccionar el registro, nos aparecerá una nueva ventana en la que hay que seleccionar el registro deseado, y además se debe seleccionar un marcador superior y uno inferior para el pozo. Los marcadores son horizontes estratigráficos o superficies (**ver Figura 5.2**) que han sido creados dentro del Repositorio Central, y que sirven para delimitar un intervalo del pozo. Vale la pena aclarar que aunque los horizontes se muestren como una superficie en la **Figura 5.2**, para un pozo individual son tomados como puntos en la trayectoria del pozo.

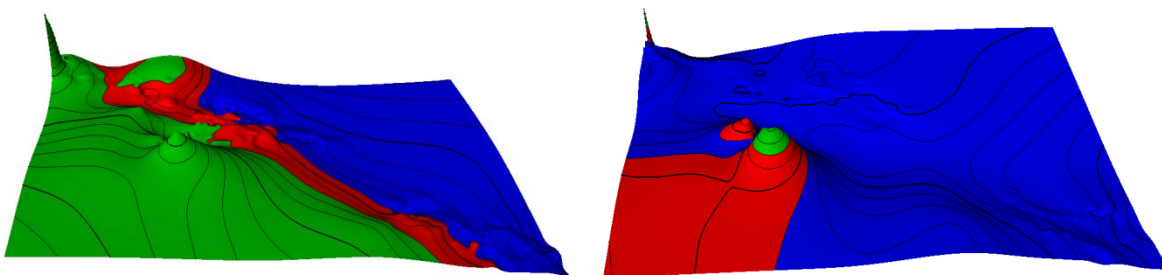


Figura 5. 2 Superficies u Horizontes creados en Petrel

Adicionalmente, se puede elegir un rango de tolerancia (en metros) para el intervalo seleccionado, tanto en la parte superior como en la inferior del mismo. Si no se desea usar una tolerancia en la profundidad, se deja el valor en cero, como viene por default. Una vez realizado todo lo anterior se procede a comenzar el chequeo del o los registros del pozo.



Los resultados que arroja el Plug In *LOG STATISTICS SUMMARY* son los siguientes (Figura 5.3):

- a) *Well ID*: Nombre del pozo.
- b) *Log ID*: Nemónico del registro Geofísico.
- c) *Min*: Valor mínimo del registro.
- d) *Max*: Valor máximo del registro.
- e) *Delta*: Diferencia entre el valor máximo y el mínimo.
- f) *Mean*: Promedio de todos los valores del registro.
- g) *Std*: Desviación estándar.
- h) *Variance*: Varianza (medida de dispersión).

	Well ID	Log ID	Min	Max	Delta	Mean	Std	Variance
*	a	b	c	d	e	f	g	h

Figura 5.3 Resultados reportados por el Plug In

## IMPLEMENTACIÓN DEL PLUG IN

Ya que se tiene una idea más clara de cómo funciona el Plug In *LOG STATISTICS SUMMARY*, se describirá en esta sección como fue utilizado para la unificación de unidades de los registros geofísicos, y los resultados obtenidos.

Es importante señalar que al utilizar el Plug In, es posible seleccionar un sector entero o inclusive el proyecto de Chicontepec Completo, ya que ambos son considerados como carpetas por Petrel. Al tener la opción de realizar esto, podemos optimizar el proceso ya que evitamos tener que estar seleccionando una y otra vez las carpetas, registros, marcadores, etc. Sin embargo, si decidimos utilizar el Plug In en una cantidad grande de pozos, debemos cerciorarnos de que todos los pozos incluidos estén dentro del intervalo de los horizontes o marcadores seleccionados. De igual manera, si un pozo no contiene el registro a analizar, este será excluido de la lista de resultados.

A continuación se detallan los pasos para utilizar el Plug In con la opción de seleccionar el registro, ya que es la más conveniente. Por practicidad, como ejemplo se utilizara una sola plataforma conteniendo pocos pozos, para poder ver los resultados con mayor facilidad. En la **Figura 5.4** se ilustra el proceso para utilizar el Plug In, describiendo paso a paso como sigue:

- ① El primer paso es abrir el Plug In en el menú “*RTC Tools*”
- ② Una vez abierto el Plug In, introducimos la información requerida:
  - a) Introducimos el folder o carpeta conteniendo los pozos;
  - b) Elegimos la opción *Selected Log* (registro seleccionado);
  - c) Damos clic en *Apply* (Aplicar);
- ③ Inmediatamente después se abre una nueva ventana donde debemos introducir la información requerida:
  - e) Elegimos el registro a analizar, arrastrando el registro al cuadro *Dragdrop Logs*. Es posible agregar el número de registros que deseamos y así realizar el análisis de varios registros a la vez;
  - f) Seleccionamos los marcadores, tanto el superior como el inferior;  
**NOTA:** Deben ser horizontes únicamente, ya que no acepta otro tipo de dato.
  - g) De ser requerido introducimos un valor en metros para la tolerancia de profundidad, tanto superior como inferior.
  - h) Presionamos el botón *Check* (chechar) para comenzar la revisión de los registros. Si hubo algún error al introducir los datos se puede borrar manualmente el dato deseado o presionar *Clear* para borrar todos los datos.
- ④ Una vez terminado el proceso de revisión, se cierra automáticamente la ventana secundaria y nos muestra los resultados en la ventana principal, de la forma que se había descrito anteriormente. La forma más fácil de revisar los resultados es observando el promedio (*Mean*), ya que aquí se pueden observar los valores fuera del rango, que son los más elevados. En este ejemplo se analizó el Registro Sónico (DTC), cuyos valores deben andar alrededor de 100.

Con estos sencillos pasos hemos podido detectar los registros con unidades inconsistentes y que deben ser arreglados. En el paso 3, podríamos haber elegido uno a uno todos los registros que deseamos analizar, y como resultado nos hubiera mostrado la misma lista, pero con un renglón para cada uno de los registros, para cada pozo. Sin embargo, puede resultar un poco confuso examinar todos los registros de una sola vez, ya que podríamos llegar a confundir los registros por la forma en que se listan.

Es recomendable seleccionar un solo registro a la vez, pero sí es posible seleccionar un número grande de pozos, por ejemplo por sector, para agilizar el proceso.

También es posible copiar la lista de resultados reportados por el Plug In y colocarla en una hoja de cálculo, por ejemplo. De esta manera podemos seguir analizando los registros para otros pozos sin perder los datos obtenidos, y así proseguir a localizar los pozos y realizar las correcciones pertinentes.

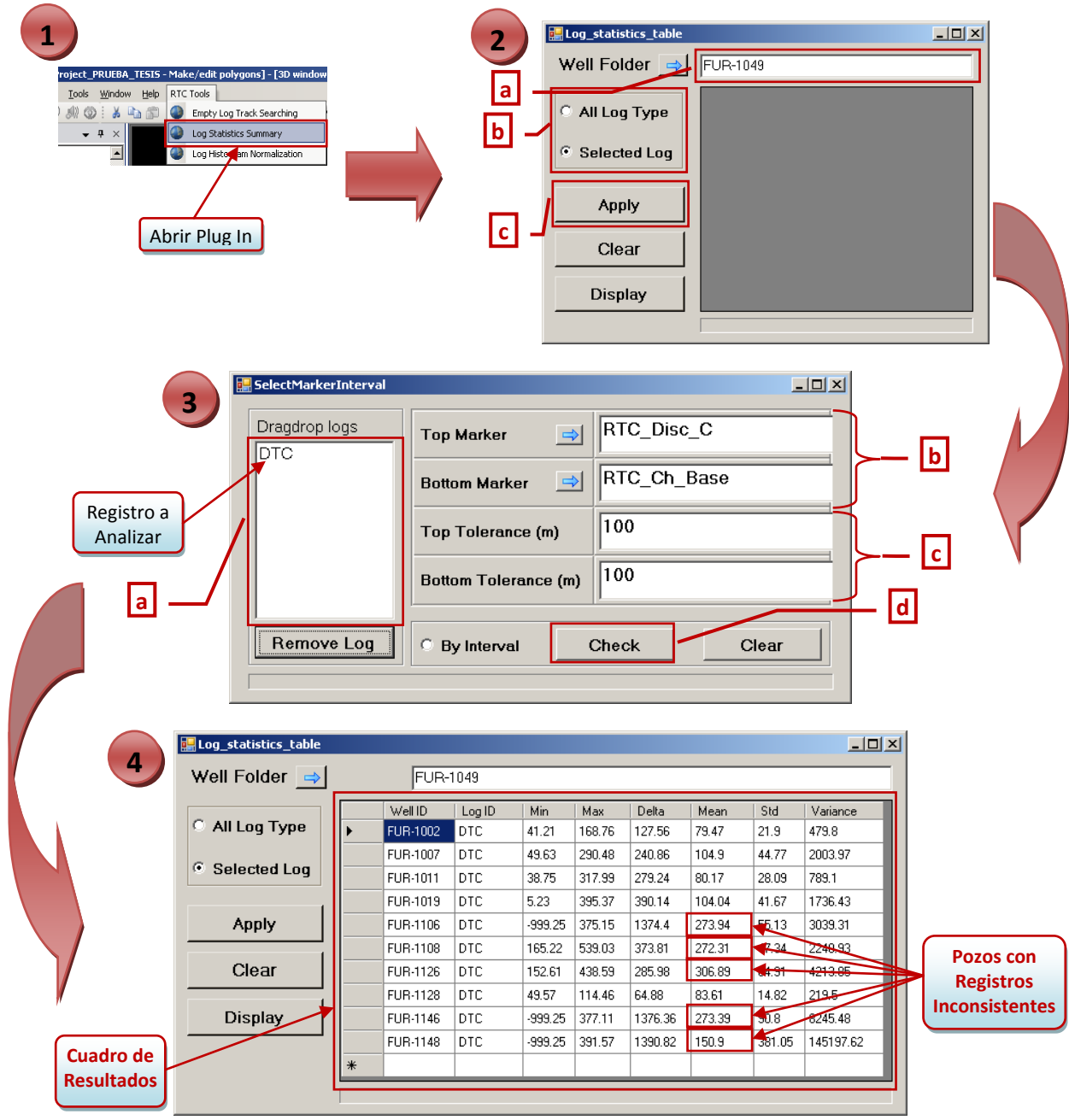


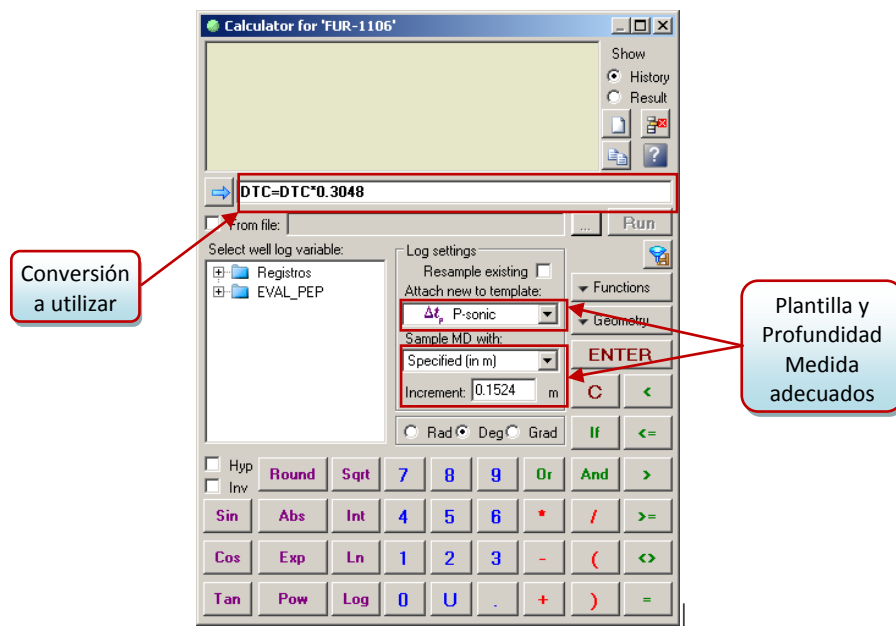
Figura 5. 4 Descripción del Funcionamiento del Plug In

## CONVERSIÓN DE UNIDADES DE LOS REGISTROS

Ya que se habían identificado los registros que deben ser corregidos y se han localizado los pozos en el proyecto, se procedió a realizar la conversión de unidades correspondiente. En el ejemplo utilizado (registro sísmico – DTC), se sabe que las unidades requeridas son us/ft (Tabla 5.1), por lo que el error presente en los registros inconsistentes

es que están reportados en us/m; por lo que para su corrección se deben transformar los metros a pies.

Para hacer los cambios necesarios a cada registro, se utiliza la Calculadora de Petrel, cuyo funcionamiento ya se explico en el capítulo anterior de este reporte. Se deben seguir los mismos pasos: seleccionar la plantilla acorde al registro a modificar, seleccionar la profundidad medida (MD) en metros con un valor de medio pie (0.1524 m) e introducir la operación a realizar. Para el ejemplo aquí planteado, se emplea la conversión adecuada para cambiar los metros a pies, que es multiplicar por 0.3048 (1 pie = 0.3048 m). Con este simple paso queda corregido el registro (**Figura 5.5**).



**Figura 5. 5 Corrección de las unidades de los registros mediante la Calculadora de Petrel**

De igual manera se realiza para el resto de los pozos con registros inconsistentes. Dependiendo del registro que se esté analizando, será la conversión a emplear para el cambio de unidades. Pero hay que señalar que no todos los registros presentan inconsistencias; principalmente son los registros sónico (metros en lugar de pies), de caliper (centímetros en lugar de pulgadas), y los de resistividad (cargados como conductividad en lugar de resistividad – aplicar el recíproco). En la **Tabla 5.2** se muestran las conversiones correspondientes para cada uno de estos tres registros, que esencialmente eran los que contenían inconsistencias.

REGISTRO	NEMÓNICO	UNIDADES INCONSISTENTES	UNIDADES REQUERIDAS	CONVERSIÓN REQUERIDA
Resistividad (Todos)	R(S/M/D)	Conductividad	Resistividad	$R(S/M/D) = 1 / R(S/M/D)$
Sónico	DTC	us/m	us/ft	$DTC = DTC * 0.3048$
Caliper	CALI	Mm	in	$CALI = CALI / 25.4$

**Tabla 5. 2 Conversiones requeridas para la unificación de unidades**

## REVISIÓN Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Ya que se habían realizado las conversiones correspondientes en todos los pozos que así lo requerían, se volvió a realizar el procedimiento descrito anteriormente para el Plug In, y se volvieron a revisar los resultados reportados para constatar que no hubiera quedado ningún registro por corregir (**Figura 5.6**).

Well ID	Log ID	Min	Max	Delta	Mean	Std	Variance
FUR-1002	DTC	41.21	168.76	127.56	79.47	21.9	479.8
FUR-1007	DTC	49.63	290.48	240.86	104.9	44.77	2003.97
FUR-1011	DTC	38.75	317.99	279.24	80.17	28.09	789.1
FUR-1019	DTC	5.23	395.37	390.14	104.04	41.67	1736.43
FUR-1106	DTC	-304.57	114.34	418.92	83.5	16.8	282.36
FUR-1108	DTC	50.36	164.29	113.94	83	14.43	208.19
FUR-1126	DTC	46.52	133.68	87.17	93.54	19.79	391.48
FUR-1128	DTC	49.57	114.46	64.88	83.61	14.82	219.5
FUR-1146	DTC	-304.57	114.94	419.51	83.33	27.68	766.03
FUR-1148	DTC	-304.57	119.35	423.92	45.99	116.14	13489.3

Figura 5. 6 Revisión de las unidades de los registros corregidos

Ya que fueron revisados y validados los registros, se consideró como terminada la Unificación de Unidades de los Registros Geofísicos.

Con esto, quedó completa la preparación de los datos para poder realizar el procedimiento para la Normalización de los Registros Geofísicos de Chicontepec para el Cálculo del índice de Flujo, que será explicado en el siguiente capítulo.

## VI. NORMALIZACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Para llegar a esta etapa del proyecto, se llevaron a cabo las actividades descritas en los capítulos anteriores, y se tomó bastante tiempo para ello, debido a que existen otras actividades de suma importancia para el desarrollo de Chicontepec. El fin de realizar todo lo anterior y llegar a este paso fue lograr organizar la información contenida en los pozos, principalmente los registros geofísicos.

La normalización de los registros geofísicos surgió como una solución para poder realizar las correlaciones necesarias en el área de Chicontepec y para poder caracterizar de una mejor manera el yacimiento. Todo el trabajo realizado tenía como finalidad corregir todas las anomalías presentes en los registros, para de cierta manera unificarlos y contar con una base de datos confiable y con la certeza de que la información contenida en ella podía ser utilizada obteniendo resultados satisfactorios.

La normalización no es otra cosa más que hacer de algo un estándar, una norma. En el caso de los registros geofísicos, la normalización significa tratar de estandarizar los registros, es decir, unificar los registros de cierta manera para que sean consistentes en una misma zona (en una plataforma) y que sean representativos de esa zona. Con esto se pretende tratar de disminuir las variaciones presentadas en registros de un mismo tipo entre pozos vecinos, y con ello evitar los problemas al momento de realizar las correlaciones.

Después de analizar el problema y tratar de plantear diversas soluciones, se decidió implementar un Plug In, llamado “*LOG HISTOGRAM NORMALIZATION*”, con el cual se pudiera lograr normalizar los registros deseados a través de un proceso específico, creando una copia normalizada de estos para poder así analizar y verificar los resultados. El Plug In implementado y su funcionamiento serán descritos más adelante.

Es importante señalar que esta solución fue planteada unos meses atrás, por lo que se decidió comenzar a probar el Plug In con determinados grupos de pozos (plataformas). Se procedió a normalizar los registros de interés para que algunos de los científicos del RTC pudieran analizar los resultados y comprobar el funcionamiento del Plug In y los resultados obtenidos. Actualmente, debido a las diversas actividades y proyectos del RTC, se continúan analizando los resultados y se están implementando en un nuevo software llamado Techlog<sup>7</sup>, por lo que en esta parte del reporte sólo se presentará un ejemplo de los resultados obtenidos y como se pretende emplearlos para el cálculo del índice de flujo. En el RTC se espera poder progresar rápidamente en estos cálculos y en la normalización de todos los pozos de interés de Chicontepec, para realizar las correlaciones correspondientes y una mejor caracterización del yacimiento.

---

<sup>7</sup> Techlog es propiedad de Schlumberger, todos los derechos reservados.

## DESCRIPCIÓN DEL PLUG IN *LOG HISTOGRAM NORMALIZATION*

Para la creación del Plug In se utilizó el mismo método del Plug In descrito en el capítulo anterior. Fue creado por un científico del RTC, el cual escribió el programa en Visual Basic en diferentes módulos que posteriormente fueron ensamblados en la plataforma para desarrollo de aplicaciones Ocean, y una vez ensamblados los módulos, el programa se instaló como un Plug In para Petrel 2009. Al realizarlo de esta manera también se aseguró que el Plug In fuera una herramienta compatible con las demás herramientas del RTC y que se encontrará en una plataforma de uso común para todos los científicos que laboran en el área.

El Plug In “*LOG HISTOGRAM NORMALIZATION*” está diseñado de tal manera que logra extraer los valores de los registros geofísicos de un determinado grupo de pozos, mostrando estos valores en una gráfica llamada histograma. El diseño del Plug In se ilustra en la **Figura 6.1**, en la cual podemos ver los diferentes datos requeridos por el mismo para realizar la normalización de registros geofísicos. Los datos requeridos son los siguientes:

- i) *Well / Well Folder*: Aquí se introduce el pozo o folder de pozos (Plataforma) a normalizar.
- j) *Key Well*: Se debe especificar el pozo clave, o pozo en el que se basará la normalización.
- k) *Top Marker*: Marcador Superior, únicamente acepta un horizonte o superficie.
- l) *Bottom Marker*: Marcador Inferior, únicamente acepta un horizonte o superficie.
- m) *Top Tolerance*: Tolerancia superior, en metros (opcional).
- n) *Bottom Tolerance*: Tolerancia inferior, en metros (opcional).
- o) *Log List*: Aquí se deben arrastrar los registros o el registro a normalizar.

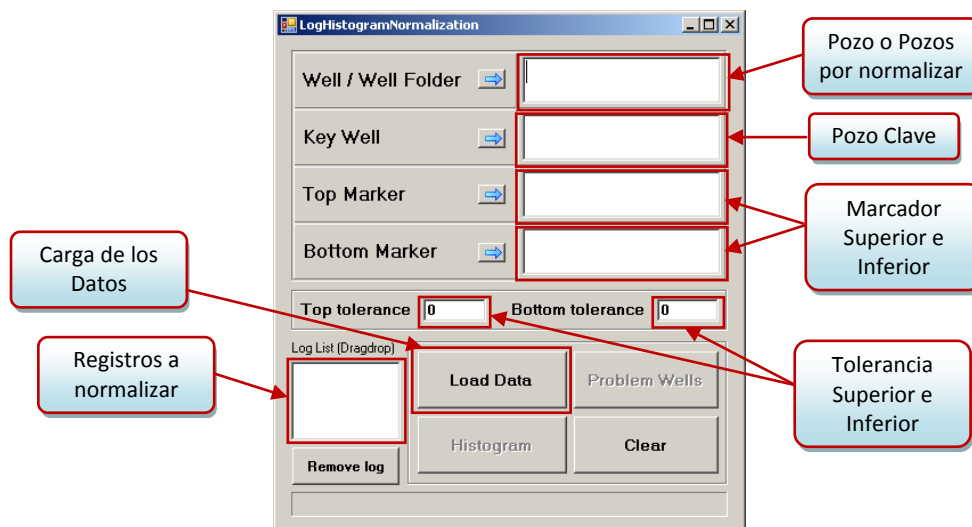


Figura 6. 1 Plug In *LOG HISTOGRAM NORMALIZATION*

Para el funcionamiento del Plug In, se deben introducir los datos especificados anteriormente. Primero se debe seleccionar el pozo o grupo de pozos a los cuales se les desea normalizar los registros geofísicos, es posible seleccionar desde un solo pozo, una plataforma, un sector, hasta el proyecto de Chicontepec completo. Sin embargo, lo más recomendable es realizar la normalización en una plataforma a la vez, ya que así se asegura que las variaciones de los registros entre pozo y pozo sean mínimas y que los registros sean consistentes entre sí ya que pertenecen a una misma zona.

Posteriormente se debe seleccionar el pozo clave o *Key Well*, el cual viene a ser como el pozo guía o estándar sobre el cual se basará el Plug In para normalizar los registros; esto significa que el pozo tomado como pozo clave es considerado como un modelo debido a que cuenta con los registros geofísicos esenciales y estos son correctos. Lo más recomendable es tomar el pozo que se encuentre más centrado en la plataforma, sin que este sea un pozo vertical (generalmente el exploratorio), ya que de esta manera podemos tener una mayor certeza de que la litología de este pozo será lo más parecida en los pozos a su alrededor.

Una vez seleccionado el pozo clave se deben seleccionar los marcadores tanto superior como inferior, recordando que estos son horizontes o superficies funcionan como delimitadores para el intervalo del pozo deseado, como se explico en el capítulo anterior. Adicionalmente, se tiene la opción de especificar una tolerancia medida en metros para ambos marcadores, es decir, una tolerancia en la profundidad tanto superior como inferior.

Por último, se selecciona el registro que se desea analizar y normalizar, arrastrándolo al espacio correspondiente (*Log List*). Aquí se puede seleccionar uno o varios registros, sin embargo, es recomendable realizar la normalización usando un solo registro a la vez; esto debido a que como es necesario analizar los registros de manera visual, mientras más registros se agreguen, más graficas se mostraran y mayor difícil será identificar el registro perteneciente a cada pozo. Para entender mejor esto, en la **Figura 6.2** se muestra como aparecen las gráficas mostrando el registro que se va a analizar y a normalizar.

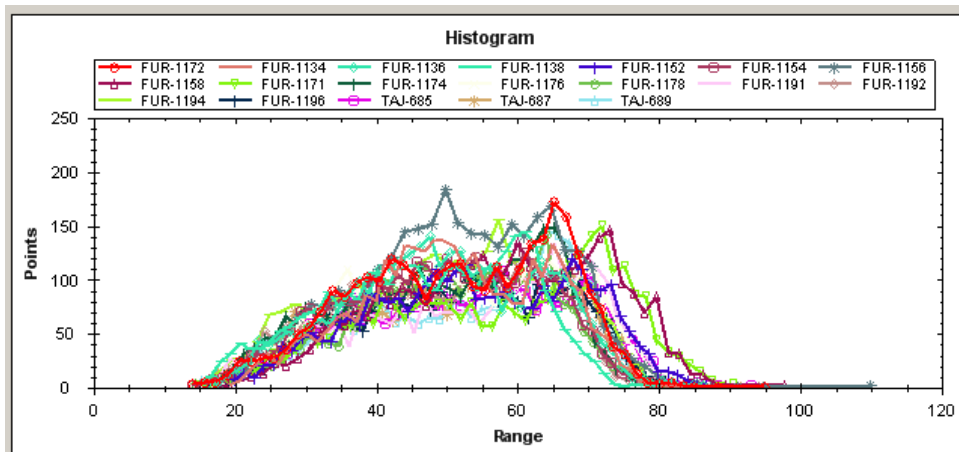


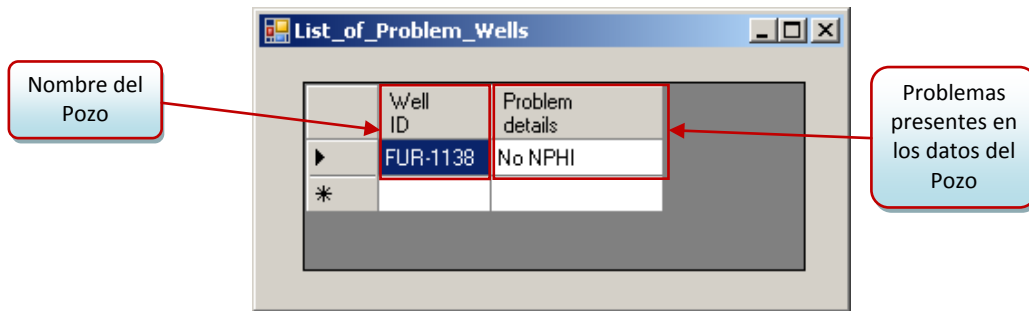
Figura 6. 2 Visualización del registro a normalizar en el Plug In



Como se puede observar en la figura anterior, resulta complicado distinguir cual gráfica pertenece a cual pozo, y si a esto sumamos otro registro, se duplicaría el numero de series de datos haciendo todavía más difícil la distinción y el análisis de los datos.

El Plug In cuenta con otros botones, como: *Remove Log*, que sirve para quitar el registro seleccionado en caso de que se desee cambiar de registro o se haya arrastrado el registro incorrecto; *Clear*, que borra todos los datos introducidos en el Plug In; y *Load Data*, con el cual se cargan los datos para realizar la normalización.

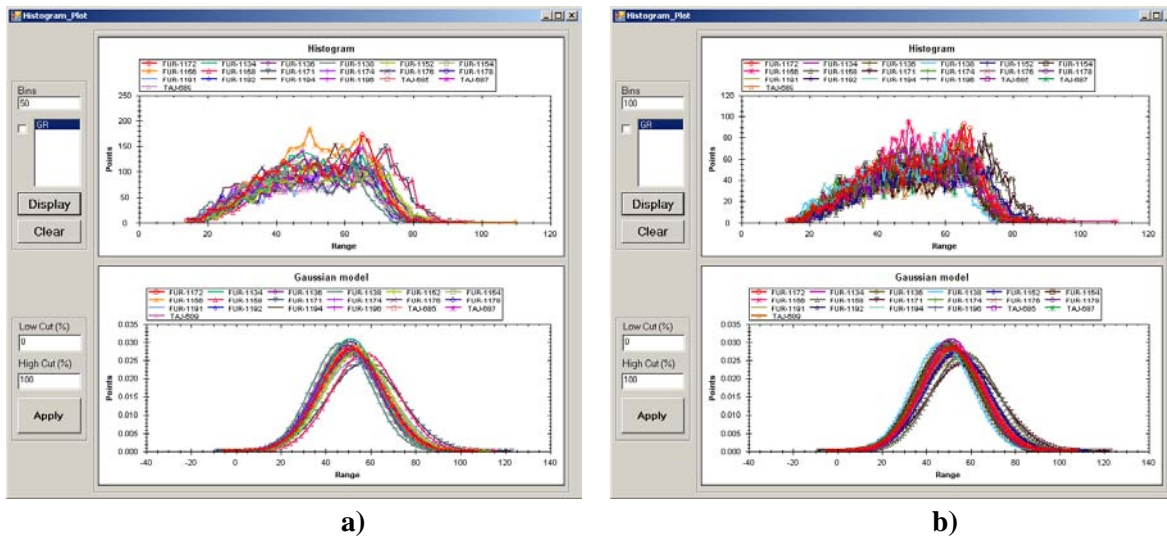
Una vez que se han cargado los datos, se hacen disponibles dos botones que antes no lo estaban, *Problem Wells*, que abre una ventana incluyendo un listado de los pozos que puedan presentar posibles problemas, como no contar con el registro especificado, no cubrir el intervalo indicado o no contar con los marcadores especificados. Gracias a esta parte del Plug In se puede revisar el problema presentado y proceder a corregirlo antes de realizar la normalización, y así garantizar la calidad de los resultados. En la **Figura 6.3** podemos observar el ejemplo de un pozo que no cuenta con el registro Neutrón (NPHI).



**Figura 6.3** Ventana del Plug In mostrando los posibles problemas en los pozos

El segundo botón es *Histogram*, con el cual se comienza el proceso de la normalización. Al presionarlo, se abre una nueva ventana en la cual se realizará la gráfica del histograma del registro por normalizar (**Figura 6.4**). Aquí se debe especificar el número de puntos (*Bins*) que se desean graficar del registro (50 por default), se selecciona el registro y se muestran las gráficas del Histograma y la Distribución Gaussiana para el registro seleccionado.

En la figura podemos observar la diferencia entre graficar 50 puntos o valores y graficar 100, ya que a mayor número de valores por graficar, más densas se verán nuestras gráficas. Sin embargo, es importante señalar que esta únicamente es una característica de visualización, y sin importar el número de valores que se decidan graficar, el proceso de normalización será el mismo y se obtendrán los mismos resultados. El punto importante que define que valores serán truncados, son los marcadores del pozo.



**Figura 6. 4** Ventana mostrando el Histograma y la Distribución Gaussiana del registro: a) 50 datos graficados, b) 100 datos graficados.

En estas gráficas podemos observar cómo se presenta la distribución del registro en cuestión para cada uno de los pozos y también la dispersión de los datos entre pozo y pozo. En este punto es donde se aplicara la normalización de los registros geofísicos, logrando por medio del Plug In adaptar los datos del registro lo más posible al registro del Pozo Clave, y con esto tener de manera uniforme los registros normalizados. Más adelante se presentaran los resultados obtenidos y la comparación entre los registros de una plataforma y los mismos registros ya normalizados.

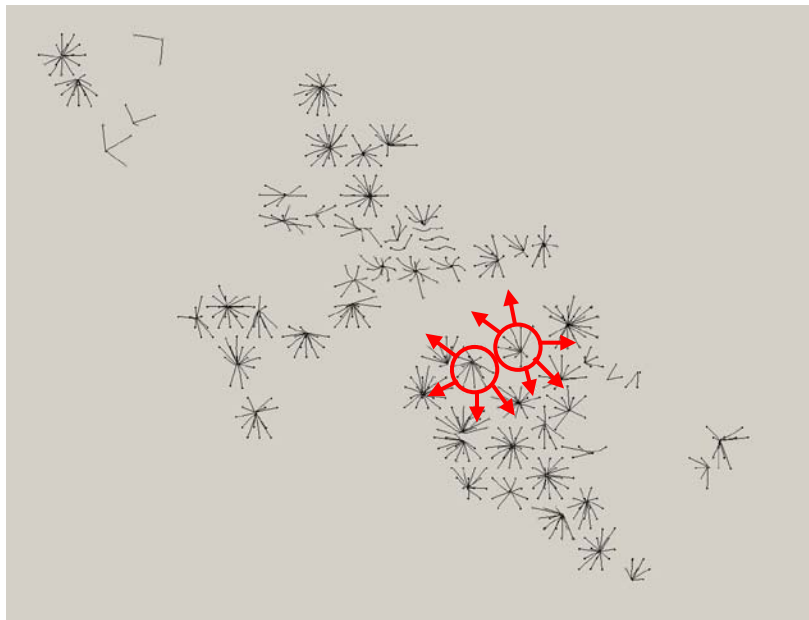
Para obtener los registros normalizados, solo debemos presionar el botón *Apply*, con el cual el Plug In comenzará el proceso de normalización y truncará los datos necesarios para adaptar de la mejor manera los registros del grupo de pozos al registro del pozo clave. Al hacer esto, aparecerá otra ventana con las mismas gráficas de la Figura 6.4, pero con la diferencia de que estas nuevas graficas representan la forma en que quedaría el registro ya normalizado.

Hasta esta parte, no hemos modificado los registros de ninguna manera, ya que estas graficas son una vista previa del resultado que se obtendrá con la normalización. Es muy importante analizar estas gráficas detalladamente y compararlas con las gráficas del registro original para tomar la decisión de proceder o no con la normalización. Si se decide que la vista previa de las gráficas normalizadas es correcta y que los datos no se verán afectados de manera incorrecta, se procede a presionar el botón *Normalize Logs*, con lo cual se creará una copia del registro original para cada pozo, pero ya normalizado el nuevo registro. Este nuevo registro es creado dentro de cada pozo dentro del folder “Registros”, y cuenta con todas las características de los demás registros.

## IMPLEMENTACIÓN DEL PLUG IN

Ya se ha explicado de manera general el funcionamiento del Plug In *LOG HISTOGRAM NORMALIZATION* y lo que se puede lograr a través de él. Ahora en esta sección se describirá como se utilizó para realizar la normalización de los registros geofísicos y los resultados obtenidos.

Lo primero fue definir las plataformas y pozos en los cuales se tenía interés en llevar a cabo la normalización de los registros, ya que se quería probar primero en ciertos pozos para después analizar los resultados y verificar que sean favorables para continuar con la caracterización del yacimiento. La elección de los pozos fue tomada por científicos especialistas del RTC, y una vez que se tenía la lista, se visualizaron todos los pozos para comenzar a realizar la normalización en las plataformas que se encontraban más al centro del área de Chicontepec (**Figura 6.5**).



**Figura 6. 5** Visualización de los pozos a normalizar y selección de las primeras plataformas

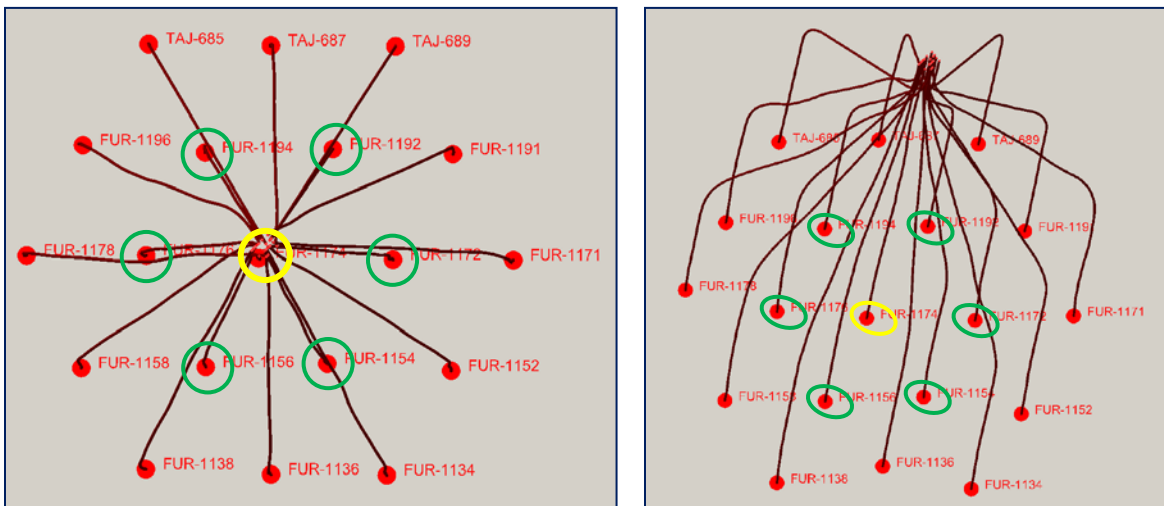
Posteriormente se seleccionaron los registros a normalizar, que para todos los pozos fueron los mismos. Se decidió comenzar sólo con dos registros para poder verificar los resultados y no realizar trabajo en vano. Los registros seleccionados se muestran en la **Tabla 6.1**, con su nemónico correspondiente y el nemónico resultante después de la normalización.

REGISTRO	NEMÓNICO	NEMÓNICO RESULTANTE DE LA NORMALIZACIÓN
Rayos Gamma	GR	GR-Normalized
Neutrón	NPHI	NPHI-Normalized

**Tabla 6. 1**Registros Geofísicos seleccionados para la normalización

Se optó por realizar la normalización para una plataforma a la vez, seleccionando primero las plataformas centrales de Chicontepec y de ahí irse extendiendo a través de las plataformas más cercanas, con el fin de lograr los resultados más óptimos. Así mismo, en cada plataforma se selecciono como Pozo Clave el que se localizara más al centro de la misma, sin que este fuera el pozo vertical, que generalmente es el pozo exploratorio con el que se inició la plataforma.

Si observamos la **Figura 6.6**, primero se pensaría que el pozo idóneo sería el señalado de color amarillo, sin embargo al verlo desde otra posición podemos observar que a pesar de ser el pozo más al centro de la plataforma, es el pozo vertical. Por esta razón, los posibles pozos a seleccionar, son los señalados de color verde, ya que todos estos están localizados aproximadamente a la misma distancia del centro de la plataforma. Claro que al seleccionar un pozo como posible Pozo clave, es necesario revisar sus datos y verificar que sea el candidato adecuado.



**Figura 6. 6 Selección del Pozo Clave: vista de planta (izquierda) y vista en 3D (derecha)**

Una vez definidos todos los parámetros anteriores, se procedió a implementar el Plug In, definiendo como horizontes delimitadores la discontinuidad “*RTC\_Disc\_C*” como marcador superior; y como marcador inferior la base del canal “*RTC\_Ch\_Base*”. Para el caso de los pozos que penetran la brecha, se utilizo como marcador inferior el horizonte “*RTC\_K\_AN*”, siendo estos minoría. También se decidió usar una tolerancia superior de 250 m, y una inferior de 100 m.

A continuación se detallan los pasos para utilizar el Plug In y cada parte del proceso para obtener los registros normalizados. Para ejemplificar el proceso se utilizó una sola plataforma a fin de hacer más fácil la visualización de los registros y la comparación de

resultados. En la **Figura 6.7** se ilustra el proceso para utilizar el Plug In, con los pasos detallados como sigue:

- ① Como primer paso se abre el Plug In en el menú “*RTC Tools*”
- ② Una vez abierto el Plug In, procedemos a introducir la información requerida:
  - a) Introducimos el folder o carpeta conteniendo los pozos;
  - b) Introducimos el Pozo Clave, definido previamente;
  - c) Seleccionamos los marcadores, tanto el superior como el inferior;  
**NOTA:** Deben ser horizontes únicamente, ya que no acepta otro tipo de dato.
  - d) Introducimos las tolerancias definidas previamente, tanto superior como inferior;
  - e) Seleccionamos el registro a normalizar, comenzando por el de Rayos Gamma
  - f) Presionamos el botón *Load Data*, para cargar los datos al Plug In;
- ③ Una vez cargados los datos, se activa el botón *Problem Wells*, con el cual se abre una nueva ventana donde verificamos si existe algún problema en los pozos. De ser así, se corrige el error, de lo contrario cerramos la ventana.
- ④ Presionamos el botón *Histogram* e inmediatamente se abre una nueva ventana donde se visualizarán las gráficas Histograma y Distribución Gaussiana. Para visualizar las gráficas se siguen estos pasos:
  - a) Introducimos el número de puntos o datos a visualizar (50 por default);
  - b) Seleccionamos el registro a graficarse;
  - c) Presionamos el botón *Display* para mostrar las gráficas;
  - d) Con las gráficas visualizadas, presionamos el botón *Apply*;
- ⑤ Al presionar el botón, emerge una nueva ventana mostrando la vista previa de las gráficas que se obtendrán al realizar la normalización. En este punto se deben analizar estas gráficas, compararlas con las graficas del registro original y decidir si los datos que serán truncados no afectan el resultado final.
- ⑥ Si se decide que los resultados serán satisfactorios, se presiona el botón *Normalize Logs*, con el que comenzará el proceso de normalización. La duración del proceso dependerá del número de pozos contenidos y por ende del número de registros, además de la cantidad de datos a analizar.
- ⑦ Una vez concluido el proceso, automáticamente es creado el registro normalizado dentro de cada uno de los pozos.

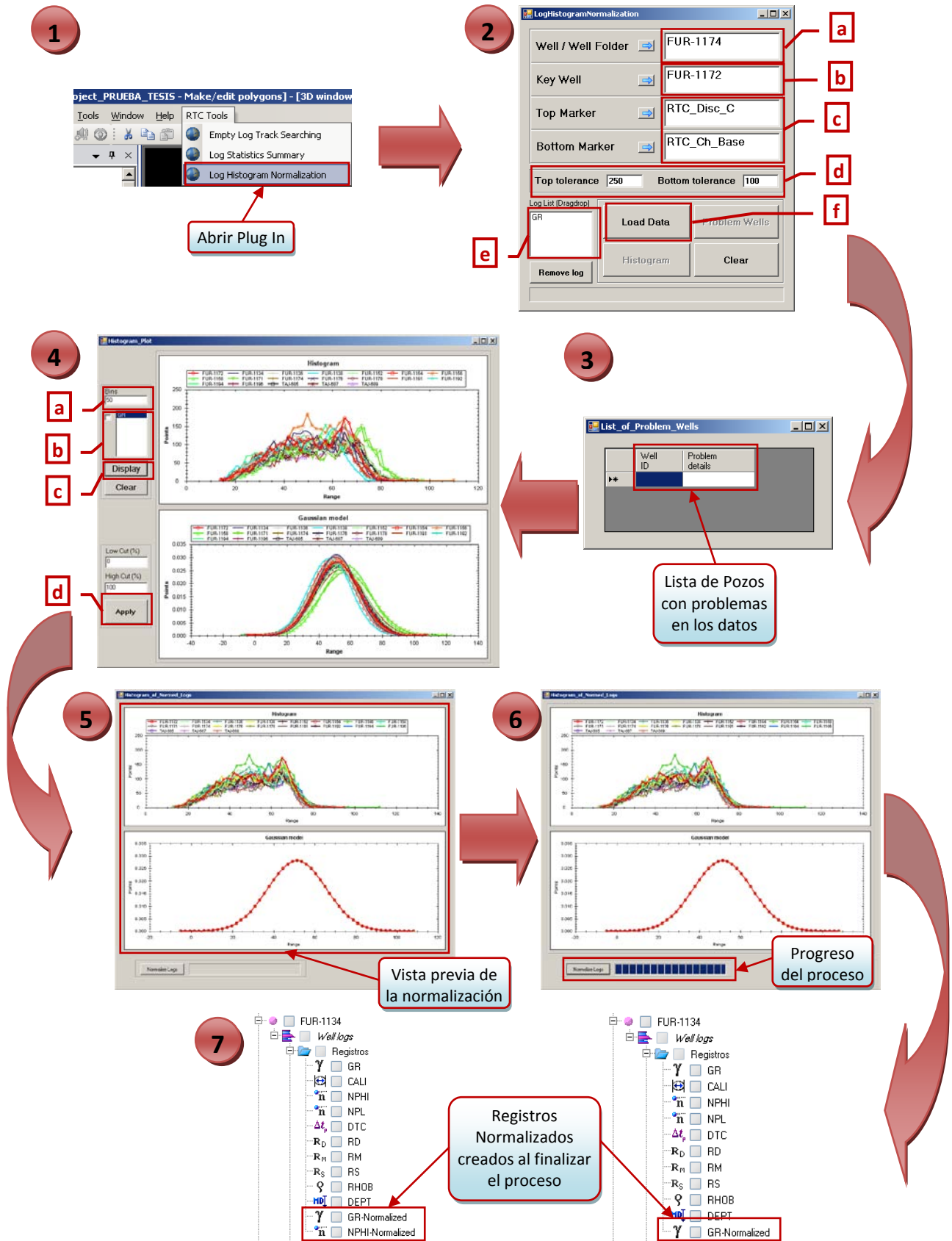


Figura 6. 7 Descripción del funcionamiento del Plug In LOG HISTOGRAM NORMALIZATION

Una vez concluido el proceso anterior, se vuelven a repetir todos los pasos pero en esta ocasión para el siguiente registro, es decir el Registro Neutrón (NPHI). Los pasos a realizar son exactamente los mismos. Se debe tener cuidado en utilizar el mismo Pozo Clave, los mismos marcadores y las mismas tolerancias. Ya que se realizó la normalización de ambos registros, se continuó con la revisión de los resultados.

Es importante señalar que al seleccionar el Pozo Clave, se debe verificar que este cuente con todos los registros geofísicos, en especial los registros a normalizar, que cuente con los marcadores, y que el pozo cubra el intervalo entre dichos marcadores. De no contar con alguno de los datos anteriores, el Plug In marcara un error indicando el problema en el pozo, y deberemos ya sea seleccionar otro pozo o de ser posible, corregir el problema presentado.

## REVISIÓN DE LOS REGISTROS NORMALIZADOS

Una vez realizado el proceso de normalización para los registros geofísicos de una plataforma, se procede a verificar que los registros hayan sido creados en cada pozo y a la revisión de los mismos. Es importante ir revisando los registros normalizados al tiempo que se van creando para tener un mejor control de los resultados y verificar la consistencia de los registros normalizados entre plataformas.

Al realizar el proceso de normalización, los datos de los registros son truncados de acuerdo al registro del Pozo Clave de manera que se adapten a este registro. Una forma de revisar los datos de los registros normalizados creados es desplegar las gráficas del histograma de los registros y compararlas con el histograma del registro original. Esto se puede ver en la **Figura 6.8**, donde al comparar los histogramas de los dos registros, se pueden observar los puntos donde se truncaron los datos para adaptarse al Pozo Clave.

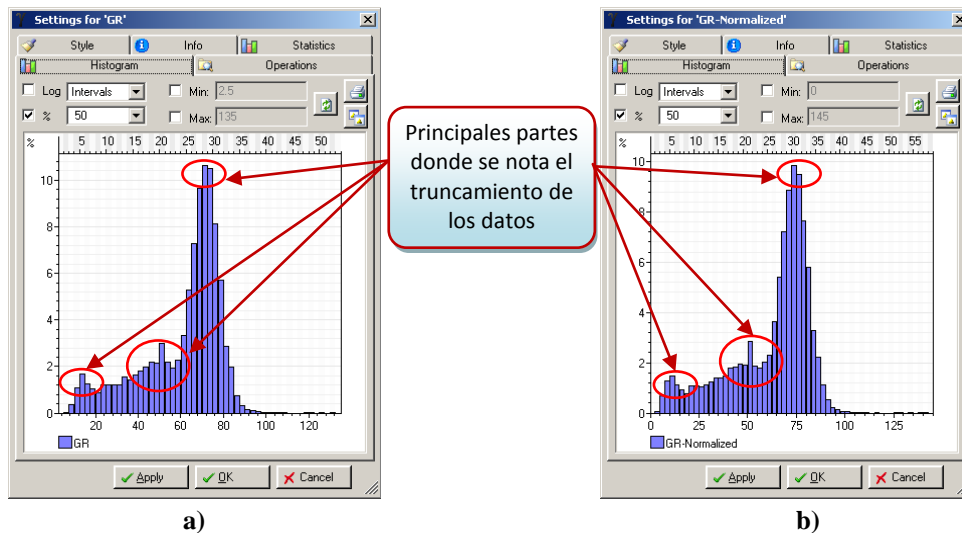
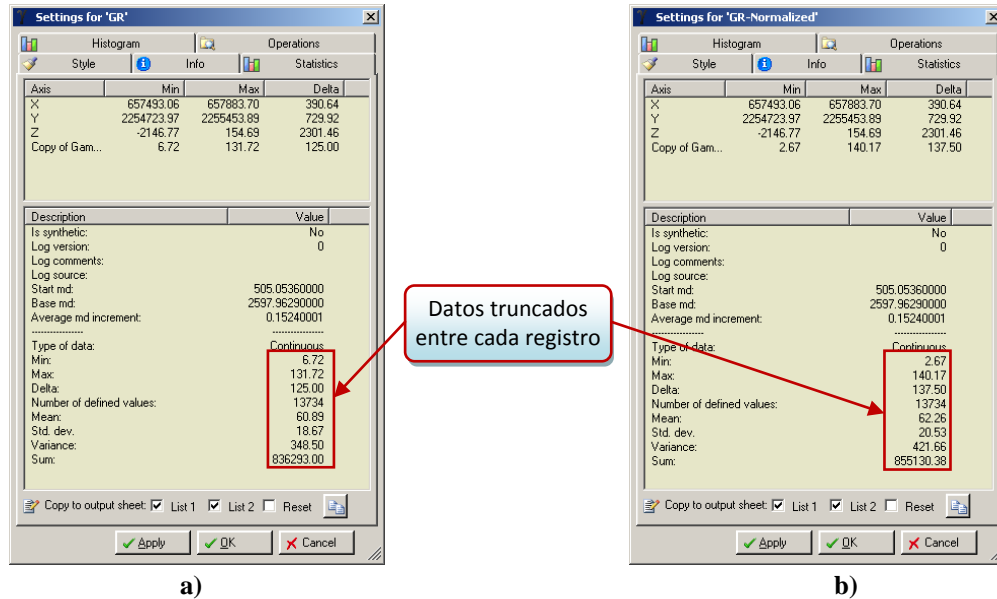


Figura 6. 8 Histogramas del Registro Original (a) y el Registro Normalizado (b)



Otra forma de ver cómo fueron afectados los datos, es desplegar las propiedades del pozo para cada uno de los registros (**Figura 6.9**), y al comparar los diferentes valores mostrados, podemos ver cómo han variado los datos del registro; un ejemplo de estos datos son los valores mínimo, máximo, el promedio, la desviación estándar, la varianza, por mencionar algunos.



**Figura 6. 9** Propiedades de los registros: (a) Registro Original, (b) Registro Normalizado

De esta manera se puede verificar que los datos hayan sido truncados, y se puede observar la diferencia entre los registros, pero no se puede verificar la consistencia de los datos. Para verificar la consistencia de los registros es más fácil hacerlo mediante las ventanas de correlación de Petrel ya que podemos ir comparando los registros normalizados de cada plataforma y desplegarlos junto con los de las plataformas adyacentes y de esta manera corroborar la consistencia entre plataformas. En la **Figura 6.10** se puede ver la comparación de los registros Rayos Gamma y el registro de Neutrón entre el registro original y el registro normalizado.

No es fácil distinguir las diferencias en los datos al observar las ventanas de correlación, ya que los datos truncados son pocos y nos es fácil distinguir donde se encuentran los truncamientos, pero de manera general si se puede observar el cambio entre un registro y el otro.

Una vez que se han normalizado los registros deseados, se trasladaron los datos a archivos de texto (archivos LAS) para poder distribuirlos con mayor facilidad en el RTC, y de esta manera, los científicos especializados se pudieran dedicar a analizar los datos para decidir si la normalización estaba siendo satisfactoria y así ir sumando más plataformas a la lista de plataformas por normalizar.



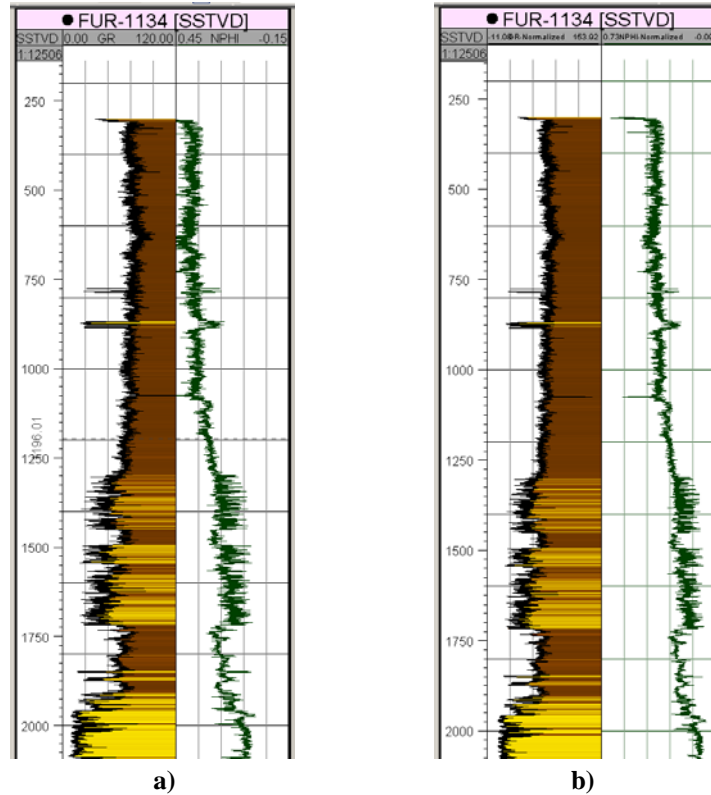


Figura 6. 10 Ventanas de correlación para el Registro Original (a) y el Registro Normalizado (b)

Actualmente, en el proyecto de Chicontepec se han normalizado alrededor de 500 pozos, sin embargo el análisis de los resultados y de los registros normalizados no ha avanzado mucho debido a que se han presentado otros proyectos en el RTC que han requerido de la atención y el tiempo de los científicos, al ser proyectos prioritarios y urgentes.

Se esperaba que en estas fechas, ya se tuviera un análisis más completo y que ya se hubiera decidido si los datos ya procesados han generado resultados favorables, o si hay que corregir algo. Debido a las necesidades y prioridades del RTC, se espera que en los meses siguientes quede completado todo el análisis y que se pueda realizar la caracterización de Chicontepec con los datos mejorados.

## CONCLUSIONES

En éste reporte se han descrito las actividades realizadas durante el tiempo laborado en la Compañía de Servicios Schlumberger, en el Departamento “Centro Regional Tecnológico para Recuperación Avanzada” (RTC, *Regional Technology Center*). Todas las actividades aquí descritas tienen como finalidad ayudar a la caracterización de Chicontepec, por lo que fue de suma importancia el familiarizarse con el contexto Geológico y de Explotación del yacimiento.

Actualmente, este es uno de los yacimientos más importantes para la explotación de hidrocarburos en México, y debido a su gran importancia, es indispensable realizar la caracterización del yacimiento con la mayor calidad posible y asegurando que los datos y la información requerida para ello sea correcta y confiable. Debido a la complejidad de Chicontepec, es muy importante realizar el proceso de caracterización para poder diseñar nuevas alternativas de explotación, incrementar el factor de recuperación y la productividad, y obtener los mayores beneficios.

En el tiempo laborado en la Compañía de Servicios a PEMEX, pude aplicar diversas herramientas que ayudarán a que los científicos involucrados en el proyecto puedan contar con la información necesaria para realizar la caracterización, y lo más importante, que puedan tener la certeza de contar con una base de datos confiable, lo que ayudará a ahorrar mucho tiempo en la búsqueda y procesamiento de la información. Gracias al Repositorio Central de Datos de Petrel, los especialistas que trabajan en el RTC podrán realizar las evaluaciones petrofísicas e interpretaciones geológicas en las formaciones de Chicontepec, para diseñar los mejores esquemas de explotación y aplicar las mejores tecnologías disponibles para la obtención de los mayores beneficios.

El Proyecto de Chicontepec es un proyecto de gran magnitud, por lo que la cantidad de información requerida en el proyecto es mucha, y debido al constante desarrollo del yacimiento y su importancia, la información se acumula a un ritmo acelerado. Esto provocaba que en la mayoría de las ocasiones resultara muy complicada y tardada la búsqueda, manejo e interpretación de la información; pero gracias a las herramientas empleadas se logró depurar, organizar y centralizar la información del proyecto, facilitando el trabajo de los científicos del RTC.

Pude darme cuenta de la importancia que existe en la planeación al comenzar un proyecto, ya que si desde un principio se plantea como va a estar estructurado, como se va a organizar y distribuir la información, como acceder a ella y manejarla, se lograrán optimizar de manera sustancial todos los procesos involucrados con el proyecto. Además se reducirá en gran manera la cantidad de información, ya que al no estar organizada debidamente, muchas veces se presentaba duplicación de la información, la falta de la

misma, o se contaba con información que no era confiable y que en muchas ocasiones presentaba errores.

Gracias al empleo de las herramientas descritas en este reporte, se lograron corregir todos estos problemas, estandarizando, organizando y normalizando la información, y con ello se logró garantizar la calidad de la misma.

Es importante señalar que las herramientas utilizadas pueden ser aplicadas no sólo para Chicontepec, sino que pueden ser trasladadas a otros yacimientos, ya que la mayoría de las compañías petroleras manejan la información de producción, terminación, datos petrofísicos y geológicos de manera independiente; y el contar con herramientas que asocien dicha información y ayuden a su organización y manejo es de gran utilidad.

## BIBLIOGRAFÍA

Cabrera, C. R., y Lugo, R. J., 1984. *Estratigrafía – Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México*. Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 36, No. 2.

Busch, D. A., y Govella, S. A. 1978. *Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico*. AAPG Bulletin, Vol. 62, No. 2.

Anderson, B. I., *Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response*, Publicada y distribuida por DUP Science, Copyright 2001 by Schlumberger Technology Corporation.

Engler, T. W., Ph.D., **P.E. Lecture Notes for PET 370**. Chapter 12 – Sonic Logs. 2010

Grover, P., **Petrophysics MSc Course Notes**. Chapter 16 – Sonic (Acoustic) Log.

Schlumberger Wireline & Testing, “**Log Interpretation Principles/Applications**”, Seventh Printing, Schlumberger 1989, Chapter 3, pg. 7-8

Schlumberger Wireline & Testing, “**Log Interpretation Principles/Applications**”, Seventh Printing, Schlumberger 1989, Chapter 5, pg. 1-3, 9-11, 17-18

Schlumberger Wireline & Testing, “**Log Interpretation Principles/Applications**”, Seventh Printing, Schlumberger 1989, Chapter 7, pg. 1-3, 10-13,

Revista *Energía Hoy*, Artículo: “**Chicontepec, Esperanza para subir reservas**”. Pág. 42

[www.pemex.com](http://www.pemex.com)

[www.pep.pemex.com](http://www.pep.pemex.com)

[www.slb.com/resources/publications/oilfield\\_review.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx)