

14/
29.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGON**

**DESARROLLO DE UN SISTEMA PARA
EL ANALISIS DE DATOS PETROFISICOS
DE YACIMIENTOS PETROLEROS**

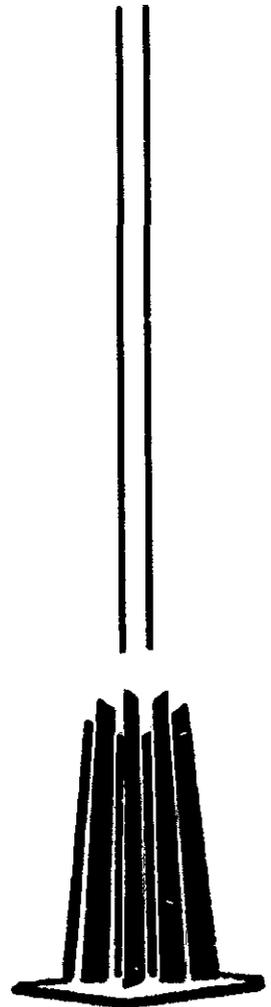
TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO EN COMPUTACION**

P R E S E N T A

JUAN CARLOS CRUZ LOPEZ

ASESOR: ING. SILVIA VEGA MUYTOY



ENEP ARAGON

SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEXICO

1988

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

258642



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Con agradecimiento eterno y gran cariño para aquellas personas, que cimentaron en mi:
sus enseñanzas, apoyo y que de una manera les debo la vida:

A mis padres:

Sr. Gustavo Cruz Martínez.
Sra. Lorenza López Orozco.

A las personas a quienes quiero:

A mi esposa, por su apoyo y comprensión:
Noemí Margarita Solórzano Santos.

A mis hijos, que son el regalo divino:
Juan Carlos, Violeta Margarita y Elsa Alitzel.

Con todo cariño a *mis hermanos*, aquellos que compartieron mi alegría y entusiasmo:

Carmen, Antonio, Rafael, Rubicelia, Alejandro,
Cecilia, Tirso, María del Socorro
y a sus familias.

Con todo respeto a mis profesores y jurado, por sus acertados comentarios y valiosa ayuda
en la revisión de este trabajo:

Ing. Francisco Raúl Ortiz González
Ing. Juan Gastaldi Pérez
Ing. Silvia Vega Muytoy
Ing. Miguel Angel Merino Salazar
Ing. Jorge Rodríguez Luna

A todos los compañeros y amigos de trabajo que de una manera humana y desinteresada
aportaron valiosos comentarios y sugerencias, para este trabajo:

Ing. Javier Becerril Ayala
Ing. Fernando Cano Martínez
Ing. Rafael Herbert Pérez

Ing. Emilio Morales Hernández
Ing. Jorge A. Juárez Avila
Lic. Genaro Guzmán Rodríguez

Al Instituto Mexicano del Petróleo:
Por la oportunidad de brindada.



CONTENIDO

	Páginas
CONTENIDO.....	i
INTRODUCCION.....	1
1 FUNDAMENTOS.....	6
1.1 Conceptos generales sobre yacimientos.....	6
1.2 Conceptos generales sobre análisis y desarrollo de sistemas.....	11
2 ANALISIS DE INFORMACION Y REQUERIMIENTOS.....	20
2.1 Análisis preliminar.....	20
2.2 Descripción del problema.....	20
2.3 Etapas de desarrollo del sistema.....	22
2.4 Estudio de factibilidad.....	23
2.5 Diagramas de flujo de datos.....	26
2.6 Diagrama de contexto.....	27
2.7 Diagramas de niveles.....	28
2.8 Descripción de los procesos.....	37
2.9 Descripción de los flujos de datos.....	41
2.10 Diccionario de datos.....	56
3 DISEÑO DEL SISTEMA.....	68
3.1 Menú Principal.....	68
3.2 Módulo de información.....	69
3.3 Módulo de formatos.....	72
3.4 Módulo de reporte.....	75
3.5 Módulo de configuración.....	77
3.6 El modelo del sistema.....	78
3.7 La arquitectura del sistema.....	79
3.8 Pantallas de capturas y de gráficas del sistema.....	79



4 IMPLEMENTACION DEL SISTEMA.....	87
4.1 Requerimiento de software.....	87
4.2 Requerimiento de hardware.....	89
4.3 Codificación.....	89
4.4 Descripción detallada de cada una de las unidades o subprogramas.....	90
4.5 Estructura de datos.....	102
4.6 Funcionalidad.....	104
4.7 Diagrama de bloques.....	105
5 VALIDACION Y PRUEBAS.....	107
5.1 Tipos de pruebas.....	107
5.2 Ejemplo.....	109
5.3 Mantenimiento del sistema.....	126
5.4 Resultados tabulares del análisis petrofísico.....	126
6 PERSPECTIVAS.....	140
CONCLUSIONES.....	144
BIBLIOGRAFIA.....	146
APENDICES.	
Apéndice A Tipos de ajustes por mínimos cuadrados.	
Apéndice B Interpolación con spline.	
Apéndice C Modelos empleados para el cálculo de parámetros petrofísicos.	
Apéndice D Nomenclatura de análisis petrofísico.	



INTRODUCCION

La revolución tecnológica que en nuestros días ha generado la computadora, en gran medida ha sido posible gracias a esa parte intangible, casi etérea, que se conoce como software. De tal manera que, el software, o mejor dicho la habilidad para producirlo, se reconoce ahora como la clave para obtener una ventaja competitiva en un negocio de alta tecnología.

Sin las herramientas que el software genera, la computadora (hardware) sería una máquina inerte. Es debido a los programas y aplicaciones que a través del software tiene la computadora, como ésta se desempeña como un arma estratégica.

Los avances en ingeniería de software, bases de datos, paradigmas de programación, redes de computadoras, y tecnologías en boga como las intranets o la internet han tenido como objetivo fundamental hacer el acceso a la información de forma más cómoda y expedita, dándole con ésto un valor agregado a la información y en consecuencia repercusiones importantes en la toma de decisiones de industrias tan importantes como la espacial, la medicina, la ingeniería, etc. y como en el caso de este trabajo en la industria petrolera.

Para la industria petrolera mexicana, es de interés primordial, por ejemplo, determinar y evaluar las reservas de hidrocarburos para garantizar el abasto energético y el desarrollo industrial y económico del país. Para ésto, el corporativo *Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEMEX - PEP)*, tiene entre sus múltiples actividades el cuantificar las reservas de hidrocarburos que existen en depósitos denominados "yacimientos petroleros" en el subsuelo del territorio mexicano y en su litoral marino.

La cuantificación de reservas, involucra el análisis de las propiedades físicas de las rocas que forman un yacimiento tales como: porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluidos, entre otras. Para evaluar esas propiedades se requiere extraer mediante arduas técnicas, muestras de roca (núcleos) que son cortadas de una manera muy especial durante la perforación de un pozo petrolero, a dichas muestras se le aplican pruebas de laboratorio, las cuales proporcionan información para los aspectos técnicos relacionados con la extracción y explotación de hidrocarburos, y por consiguiente con la determinación de reservas.

Sin embargo, la evaluación de las propiedades físicas de las rocas es muy costosa, debido al elevado precio de las operaciones de la extracción, conservación y análisis de los núcleos. De ahí que, un análisis de estas muestras debe ser preparado cuidadosamente y buscando siempre el mayor aprovechamiento de la, mucha o poca, información del subsuelo que los núcleos puedan aportar. La aplicación de modelos matemáticos para la obtención de parámetros petrofísicos de la roca es un primer paso que permite obtener indirectamente más



datos, que al ser ajustados a otros modelos, representan el comportamiento físico global de esas propiedades en un yacimiento petrolero. Condensando toda la información y resultados derivados de los análisis, finalmente se obtienen varios reportes técnicos que deben presentarse en forma concisa, precisa y estética, que auxilien en una buena toma de decisiones.

De las actividades técnicas mencionadas, es en el ajuste de modelos matemáticos y en el reporte integral de datos y resultados donde se presenta una fuerte problemática ya que los cálculos con los resultados provenientes de las pruebas de laboratorio se procesan de manera ineficiente, debido principalmente a que éstos se llevan a cabo generalmente con métodos gráficos manuales (nomogramas) que resultan: tediosos, laboriosos y en ocasiones inexactos; aunado al problema de la confiabilidad de la información proveniente del laboratorio.

Una solución parcial a este problema se logró con la automatización de algunos de los métodos de cálculo, a través de pequeños e independientes programas de computadora para cada uno de los parámetros petrofísicos. Pero, precisamente por estar independientes, estos programas generaban resultados que no se relacionaban, almacenándose en archivos por separado o imprimiéndose en papel a manera de reporte parcial.

Después de que, de una u otra manera, se reunía toda la información de los reportes parciales, el personal encargado de analizar los resultados se apoyaba en paquetes comerciales tales como procesadores de textos para la realización de un reporte, al cual se le anexaban presentaciones gráficas trazados manualmente. De esta manera, el proceso para la obtención de estos reportes era muy cansado, tardado y con frecuencia presentaba errores humanos debido principalmente a la transcripción de la información.

Partiendo de esta problemática y de que se debe hacer acopio de la tecnología de vanguardia, se hizo notar la importancia de crear un sistema integral para computadora que considerara entre sus funciones la captura de información, cálculos y presentación de resultados relacionados con el análisis petrofísico de núcleos. Y de aquí se ha partido para justificar el desarrollo de este trabajo que a continuación se describe.

Objetivo general.

El presente trabajo tiene como objetivo general: establecer el marco teórico para desarrollar un sistema de cómputo que integre todos aquellos factores que intervienen en el análisis petrofísico, sirviendo como una herramienta en la toma de decisiones sobre cuantificación de reservas.



Objetivos particulares.

Entre los objetivos particulares, se pueden citar los siguientes:

- Mostrar y documentar las etapas relacionadas con el desarrollo de un sistema de cómputo.
- Programar en un lenguaje imperativo, algoritmos de métodos numéricos de utilidad general de los laboratorios de análisis petrofísico, en especial de PEMEX - PEP.
- Poner a disposición una aplicación de uso práctico a un problema real.

Problema a resolver.

Desarrollar un sistema para el análisis de datos petrofísicos de yacimientos petroleros bajo las siguientes características y restricciones:

- Integrar una estructura de datos y archivos eficiente para el manejo de información.
- Operar dicho sistema, en computadoras personales (PC) desde plataformas, con sistema operativo MS-DOS.
- Obtener salidas gráficas en pantalla, graficadores e impresoras.
- Implantar métodos numéricos óptimos en el cálculo de cada uno de los parámetros petrofísicos y diversos modelos de ajuste de datos con representación gráfica y análisis estadístico.

Retos:

- Obtener un producto de calidad con los mínimos recursos informáticos; es decir, condiciones básicas bajo las cuales opere el sistema, hablando de básicos con respecto a la tecnología actual, se puede situar los siguientes: tipo de máquina, memoria, sin considerar el software como el de base de datos relacionales, etc.

Metodología.

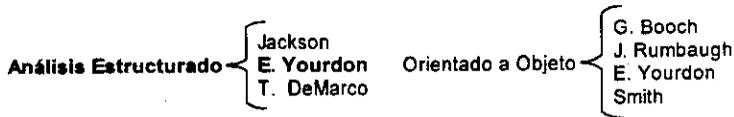
La metodología seguida para resolver el problema tratado en este trabajo comprende básicamente las siguientes etapas:

- 1) Planteamiento y entendimiento del problema a resolver, describiéndose parte del entorno del problema y su posible solución.
- 2) Análisis y requerimientos: Que consiste en recopilar la información básica y el ordenamiento de los datos necesarios para la construcción de la solución.
- 3) Utilización de una metodología para el modelado de sistema (en este caso se sigue un paradigma estructurado).
- 4) Diseño del sistema como consecuencia del análisis de la información.
- 5) Implantación. Generación de código, ensamblaje e integración para la construcción de la solución (sistema).



- 6) Validación y pruebas. Realizar pruebas de integración y funcionamiento del programa.

Nota: Con respecto a la metodología, que pudieron haberse elegido para el modelado del sistema, existen dos grandes paradigmas, que son: las de análisis estructurado y las orientadas a objetos, según se muestra.



De las cuales, se siguió la del **Análisis Estructurado**, propuesto por **E. Yourdon**, en su forma más general posible.

Panorama general del trabajo.

A través de la presentación de los capítulos de este trabajo se hará notar la necesidad de asimilar técnicas y métodos para el proceso de desarrollo del software. Por eso, se pretende explicar los aspectos más importantes a considerarse en el desarrollo moderno del software, remarcando también aquellos problemas que enfrenta el analista y diseñador de software, cuando no se sigue una especificación y metodología.

En otras palabras, este trabajo no es una guía detallada para ninguna de las partes del proceso de desarrollo de software, ni un manual de referencia, sino más bien intenta dar una orientación desde el punto de vista práctico acerca de buenas recomendaciones y errores en que se incurre al desarrollar software.

El capítulo 1 está dividido en dos partes, por un lado, ya que el sistema que se va a analizar, desarrollar e implantar, está relacionado con la ingeniería petrolera se describen de manera general algunos de los conceptos y definiciones involucrados, otro marco teórico con aspectos básicos se tendría que realizar si el sistema a desarrollar estuviese relacionado con la aeronáutica u otra rama de la ciencia o la tecnología. Después se revisan algunos conceptos generales de ingeniería de software, especialmente acerca del ciclo de vida de un sistema.

Posteriormente, en el capítulo 2 se inicia un recorrido a través del desarrollo de un sistema con la fase de análisis. Ahí de manera práctica se presenta el procedimiento y la metodología a seguirse para analizar un sistema, en este caso considerando un paradigma estructurado se revisan los caminos tradicionales para esta fase como son: el análisis preliminar, análisis de requisitos, estudios de factibilidad, el modelado con diagramas de flujo de datos, la documentación de procesos de los flujos de datos, de

los elementos de datos y la generación de diccionarios de datos. Desde aquí se empieza a hacer notar que independientemente de las restricciones de la plataforma del hardware o el software, un mal análisis conduce invariablemente a problemas en las fases subsecuentes.

Continúa el recorrido por el desarrollo de un sistema de software en el capítulo 3 con la fase de diseño, considerándose para esta parte el diseño arquitectónico, funcional y operativo del mismo, y se esboza la relación entre el diseño y el análisis.

El capítulo 4 trata acerca de la implementación y hace suyo el trabajo elaborado en el análisis y el diseño para llevarlo a una forma "tangible": codificación o líneas de instrucciones a la computadora. Y por enésima vez se recalca que si el análisis fue elaborado de manera superficial, la implementación hará precisamente eso: la programación errática de un diseño.

Casi para finalizar con la fase del desarrollo del software, el capítulo 5 abarca aspectos relacionados con las pruebas y validación del sistema. Algunos conceptos sobre mantenimiento y calidad del software también son descritos de una manera somera. Con ésto se da por terminado el recorrido del proceso del desarrollo del software.

En el capítulo 6 se presentan algunas perspectivas para el mejoramiento del sistema que este trabajo se pone como objetivo desarrollar.

Finalmente en las conclusiones se resumen las coyunturas que se tuvieron al realizar este trabajo, haciéndose también algunas sugerencias y propuestas.

Se incluyen en un apéndice los métodos numéricos, ecuaciones para calcular parámetros petrofísicos y algunos de los algoritmos utilizados en el sistema a desarrollar que también pueden ser de utilidad para otros trabajos.



Capítulo 1.

FUNDAMENTOS

En este capítulo, que se ha dividido en dos partes, se hace mención primero de algunos conceptos y definiciones, que para un sistema de computadora relacionado con la ingeniería petrolera es necesario conocer. De hecho, en cualquier desarrollo de software, el analista deberá primero documentarse, aún cuando sea de una manera somera, sobre lo que su cliente o solicitante desea construir o automatizar. Después, entrando un poco en materia, se trabaja sobre los conceptos básicos en el desarrollo de todo software: ingeniería de software, definición de sistema, definición de software, ciclo de vida del software, etc. que posteriormente en cada capítulo se tocarán con mayor amplitud a través de aspectos prácticos.

Cabe aclarar que, lo que a continuación se presenta, es un breve resumen de algunos de esos temas. En la literatura de las especialidades, estos temas abarcan grandes volúmenes, por lo que, para dar mayor claridad a algunos de ellos sería importante remitirse a fuentes más extensas y documentadas, para casos bien particulares.

1.1 Conceptos generales sobre yacimientos petroleros.

Como cada área de la ciencia, la ingeniería petrolera cuenta con su propia terminología, nomenclatura e interrelación con otras áreas. Se empezará por definir lo que es un yacimiento petrolero y esas excavaciones y perforaciones que se realizan y conocen como pozos, las maneras en que pueden obtenerse, por un lado las muestras y por otro, los datos de esas muestras. Se define un tipo muy particular de muestra de un yacimiento petrolero y que es de importancia radical en este trabajo: las muestras conocidas como núcleos. Finalmente se habla de los aspectos físicos, que por estar relacionados con las rocas o piedras en latín "petros" se denominan por ese simple hecho como petrofísicos.

Yacimiento petrolero.

Se puede definir como un estrato o bloque de roca porosa y permeable ocupado por los fluidos gas, aceite y agua, y limitado superior e inferiormente por estratos de roca compacta e impermeable, formando así un cuerpo rocoso compuesto de tres tipos de roca una almacenadora, otra generadora y otra llamada roca sello. Algunos yacimientos se forman en sistemas rocosos denominados trampas geológicas (por la disposición geométrica de los bloques de roca) las cuales proporcionan las condiciones óptimas para la depositación y



generación de fluidos que por tener energía propia y estar a condiciones de presión y temperatura son denominados hidrocarburos.

Como anteriormente se mencionó, las rocas que forman el recipiente o contenedor de hidrocarburos tienen diferentes funciones de acuerdo a su composición química, grado de compactación y comportamiento físico. Las **rocas generadoras**, por ejemplo, tienen una composición química con alto contenido de material orgánico, que de acuerdo a diversas condiciones físicas de temperatura y presión, además de fenómenos geológicos naturales, dan lugar a la generación del petróleo. Las **rocas almacenadoras**, de composición química variada están compuestas de minerales con alto contenido de sílice, carbonatos de calcio, magnesio, etc., presentando características físicas como la porosidad y permeabilidad que favorecen la acumulación y flujo de hidrocarburos. Finalmente, las **rocas sello**, son rocas cuya composición química consiste esencialmente de minerales arcillosos altamente porosos pero impermeables, lo que les permite actuar como un tapón que cubre a las rocas almacenadoras.

De manera muy simple, se puede decir que, con el tiempo, el petróleo producido en las rocas generadoras y el agua asimilada por filtración o conata a las rocas, penetran en las rocas porosas y permeables, las rocas almacenadoras, hasta topar con rocas impermeables, las rocas sello. Si las capas o estratos de roca adquieren la forma de una cúpula (domo o anticlinal), como muestra la figura 1.1, entonces se acumulan gradualmente debajo de esas capas, líquidos, principalmente agua compactada, y en ocasiones hidrocarburos.

El hidrocarburo se separa poco a poco del agua y asciende hacia lo alto de la estructura, acumulándose en la roca porosa (bajo la capa sello) y encima de la cubierta de agua de la capa porosa.

En los yacimientos de hidrocarburos se encuentran presentes dos fases de estado, líquidos constituido por aceite (frecuentemente llamado petróleo) y gas, el cual se encuentra disuelto con el petróleo o bien formando una capa encima, como también lo muestra la figura 1.1.

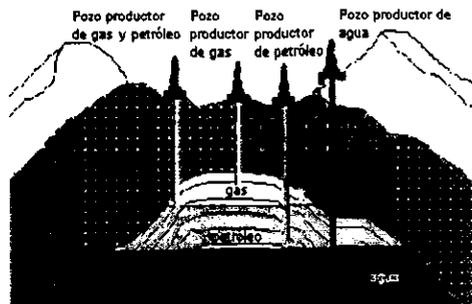


Fig. 1.1 Esquema representativo de un yacimiento petrolero.

Pozo.

Es un agujero que se abre sobre la superficie terrestre, hecho por una barrena o taladro, en general este agujero debe estar ademado (protegido con tuberías y cemento) y descubierto en el fondo. A través de él es como se explotan o extraen los hidrocarburos provenientes de un yacimiento.

La perforación de un pozo en un yacimiento petrolero libera la presión natural en el yacimiento, impulsando el petróleo hacia el pozo y de ahí a la superficie. La técnica para extracción de petróleo mediante la presión natural se conoce como **producción primaria**. La cantidad de petróleo que pueda ser obtenida de esta manera varía de un yacimiento a otro, según la porosidad (ϕ) de la roca y la viscosidad (μ) del petróleo.

Se puede mejorar el índice de recuperación de hidrocarburos inyectando agua o gas al yacimiento, para mantener la presión o aumentarla. Estas técnicas se conocen como **recuperación secundaria**. Otro método consiste en rebajar la viscosidad del petróleo para que éste fluya más fácilmente a través de los poros de la roca. Ésto puede lograrse inyectando vapor, o productos químicos, para diluir el petróleo. A ésto se le llama **recuperación secundaria mejorada**.

Muestreo directo e indirecto de rocas.

Existen dos métodos de muestreo para la localización de hidrocarburos: directos e indirectos, en el primero, por medio de los pozos se extraen muestras de la corteza terrestre, que son analizadas mediante equipos de laboratorio para la evaluación de las propiedades petrofísicas, con el segundo método se envían ondas sonoras, eléctricas, magnéticas, etc. para detectar los hidrocarburos, estos métodos indirectos se conocen como registros geofísicos aunque también existe una técnica indirecta que consiste en trazadores químicos.

Núcleos y muestras.

Por el método directo, al cual está enfocado este trabajo, se extraen ripios o recortes, propios de la barrenación de la roca en las formaciones geológicas, pero también a través de una barrena especial y operaciones de perforación específicas se extrae una muestra natural completa de una parte del subsuelo, estas muestras cilíndricas de aproximadamente 1.50 m. de longitud y 2 cm de diámetro se les llama núcleos. Para el estudio de los núcleos, éstos son cortados y clasificados, y a estos cortes pequeños se les prepara para aplicarles las diferentes pruebas petrofísicas.



Petrofísica.

Es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y la relación con los fluidos que contienen mediante el establecimiento de modelos matemáticos en estado estático (sin producción o sin flujo).

Los parámetros más relevantes de la petrofísica son: **la porosidad, permeabilidad, conductividad eléctrica y las saturaciones de fluidos.** Estas propiedades constituyen un conjunto de parámetros por medio del cual se puede describir cuantitativamente la relación roca - fluidos, y son esenciales en la cuantificación de reservas.

Análisis Petrofísicos.

Existe la idea equivocada de que el petróleo se encuentra en grandes charcos o lagos subterráneos y que, una vez descubiertos, se le puede extraer completamente el hidrocarburo; nada más lejos de la verdad. *El petróleo, siendo un fluido, se halla atrapado en los poros de la roca almacenadora, como el agua en una esponja; pero los poros deben estar interconectados (es decir presentar permeabilidad) para permitir la libre extracción del fluido.* Para la localización de petróleo y gas (hidrocarburos), en yacimientos petroleros, se requiere de una serie de estudios de los factores que afectan la extracción; algunos de estos estudios dependen de las características de las rocas y la distribución o carácter de los fluidos contenidos dentro de ellas. A este conjunto de estudios (pruebas físicas y químicas), que se le realizan a las muestras del núcleo en el laboratorio para cuantificar parámetros (porosidad (\emptyset), permeabilidad (**K**), presión capilar (**Pc**), etc.), se le llama análisis petrofísico.

Tipos de Análisis Petrofísicos.

Existen dos tipos de análisis petrofísico: Análisis Convencionales y Pruebas Especiales, cuyas fórmulas se describen en el apéndice C.

1) Análisis Convencional.

Son pruebas que necesariamente se deben de aplicar a las muestras de núcleo(s), están son:

- **Contenido de fluidos.** Son los tipos de fluidos y la cantidad de líquidos que puede contener la roca almacenante.
- **Porosidad (\emptyset).** Es el espacio de la roca en donde puede estar almacenados los fluidos. Determina el volumen total de fluidos en el yacimiento.
- **Permeabilidad (**K**).** Es la facilidad con que se mueve un fluido a través de una roca.



II) Pruebas Especiales.

Son pruebas opcionales que se aplican a los núcleos, y dependen de las características de los parámetros obtenidos del análisis convencional, éstas son:

- **Factor de formación (F_F).** Determina cualitativamente la geometría interna de la roca, describiendo la complejidad interna de los contactos de los fluidos con la roca.
- **Índice de resistividad (I_R).** Es un parámetro que indica cualitativamente el contenido de agua contenida en los espacios porosos y se aplica de manera necesaria para auxiliar en la calibración de registros eléctricos para encontrar saturaciones de agua en el yacimiento.
- **Saturación de agua (S_w).** Se define como la fracción o el porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Sirve para definir la presencia y tipo de hidrocarburos (gas o petróleo).
- **Prestión capilar (P_c).** Es la presión diferencial que existe entre dos fluidos (dos líquidos o un líquido y un gas entre poros comunicados).
- **Pruebas de desplazamientos.** Existen dos tipos de sistemas de desplazamiento **Agua - Aceite** y **Gas - Aceite**. Estas pruebas sirven para comprender el comportamiento de la relación roca - fluido en los yacimientos, obteniendo propiedades como permeabilidades relativas, flujo fraccional de líquidos, saturaciones de líquidos, entre otros.

Una vez resumidos algunos conceptos sobre ingeniería petrolera y en especial sobre núcleos y análisis petrofísicos, se pasa ahora, a la segunda parte que consiste en definir algunos conceptos relacionados con la ingeniería de software y el desarrollo de sistemas.



1.2 Conceptos generales sobre análisis y desarrollo de sistemas.

Sistema:

Un sistema puede definirse como un conjunto u ordenación de cosas relacionadas de tal manera que forman una unidad o un todo orgánico. Un **sistema basado en computadora (software¹)** puede definirse en forma general, como: un conjunto u ordenación de elementos organizados para llevar a cabo algún método, procedimiento o control mediante procesamiento de información.

Definición de software.

Tal vez no exista una definición formal, completa y precisa de **software**. El **software** es aquello invisible, casi etéreo, que está dentro de los programas de cálculo, sistemas de información, procesadores de texto, video juegos, sistemas de control industrial, etc. De manera tangible, el **software** es un conjunto integrado por la suma total de tres elementos: (1) instrucciones (programas de computadora), procedimientos y reglas que cuando se ejecutan proporcionan la función y el comportamiento deseado, (2) estructuras de datos que facilitan a las instrucciones manipular adecuadamente la información y (3) los diagramas, listados y documentación asociada que describe la operación y el uso de los programas.

Clasificación del software.

Existen diferentes tipos de software. Por ejemplo, el **software de sistemas** es un conjunto de programas que han sido desarrollados para servir a otros programas, por ejemplo compiladores. El **software de tiempo real** mide, analiza y controla sucesos desde el mundo real conforme ocurren, de ahí su nombre. Hay que tener en cuenta que el término *tiempo real* tiene un significado diferente de *interactivo* y *tiempo compartido*. Un sistema de tiempo real debe responder dentro de un tiempo restringido, a diferencia de un sistema interactivo o de tiempo compartido, donde pueden tenerse lapsos de tiempo muerto sin que se produzca ninguna alteración al sistema o a su entorno. Finalmente, dentro del **software de aplicación no determinada**, se encuentra el **software de gestión**. Este tipo de **software** se encarga del procesamiento de información comercial y constituye la mayor de las áreas de aplicación de **software**. Incluye por ejemplo, nóminas, inventarios, etc.

Dentro del **software de aplicación determinada** encontramos primeramente al **software** de ingeniería y científico. El **software de ingeniería y científico** se caracteriza por algoritmos relacionados con tratamiento matemático de los datos, manejo de números y un fuerte despliegue gráfico. Las aplicaciones van desde la astronomía a la vulcanología, de la biología a la mecánica, etc. El **software empotrado** es aquel que reside en memoria de sólo lectura

¹ Se mantiene la palabra en inglés (software) por estar su uso ampliamente difundido y arraigado en el mundo de la informática.

(ROM) y se utiliza para controlar productos y sistemas de los mercados industriales de consumo. El **software empotrado** puede realizar funciones muy limitadas pero curiosas, como controlar las teclas de un horno de microondas. Otro subtipo de sistemas de aplicación determinada lo constituye el **software de paquetería de computadoras personales** y con el cual se tiene con frecuencia contacto, por ejemplo hojas de cálculo, diseñadores de gráficos y dibujos por computadora, vídeo juegos, etc.

El **software de inteligencia artificial** (IA) se caracteriza por no utilizar algoritmos numéricos para resolver problemas complejos. Actualmente el área más fecunda de la inteligencia artificial son los *sistemas expertos* o *sistemas basados en el conocimiento*. Otras áreas de aplicación de la IA son el reconocimiento de patrones (imágenes y voz), prueba de teoremas y juegos. Recientemente ha surgido una nueva rama del **software** de inteligencia artificial denominada *redes neuronales artificiales* la cual simula los procesos del cerebro (neurona biológica) la cual puede ser la clave para una nueva clase de **software** para la solución de procesos complejos aprendiendo de experiencias pasadas.

Definición de Ingeniería de software.

*"Ingeniería de software, es un enfoque sistemático y el establecimiento y uso de principios de ingeniería, orientados a desarrollar, operar y mantener **software** económico que sea fiable y funcione de manera eficiente sobre máquinas reales".*

La ingeniería de **software** surge de la ingeniería de sistemas y **hardware**. Abarca un conjunto de tres elementos clave -**métodos, herramientas y procesos**- que facilitan el control del proceso de desarrollo de **software** y suministran las bases para construir **software** de alta calidad de una forma productiva.

Los **métodos** indican cómo construir técnicamente el **software**, abarcan tareas como: planificación y estimación de proyectos, análisis de requisitos del sistema y del **software**, diseño de estructuras de datos, arquitectura de programas y procedimientos algorítmicos, codificación, prueba y mantenimiento. Generalmente cada método introduce una notación especial (orientada al lenguaje o gráfica) y un conjunto de criterios para la calidad del producto terminado. Ejemplos de metodologías son el análisis estructurado y la orientación a objetos.

Las **herramientas** suministran un soporte automático o semiautomático para los métodos. Cuando se integran las herramientas de forma que la información creada por una de ellas pueda ser usada por otra, se establece un sistema para el soporte del desarrollo del **software**, llamado **Ingeniería del software asistido por computadora (CASE**, por sus siglas en inglés).



Los **procedimientos** son el pegamento que junta los métodos y las herramientas y facilita un desarrollo racional y oportuno del **software**. Los procedimientos definen la secuencia en la que se aplican los métodos, las entregas (documentos, informes, formas, etc.) que se requieren, los controles que ayudan a asegurar la calidad y coordinar los cambios, y las directrices que ayudan a evaluar el proceso.

La serie de pasos que abarcan los métodos, las herramientas y los procedimientos se denominan **paradigmas de la ingeniería de software**. Tres son los paradigmas que se han trabajado y debatido ampliamente:

- **el ciclo de vida clásico**
- **la construcción de prototipos y**
- **el modelo en espiral.**



El ciclo de vida clásico algunas veces llamado modelo en cascada (fig. 1.2), exige un enfoque sistemático y secuencial del desarrollo del **software** que comienza en el nivel del sistema y progresa a través del análisis, diseño, codificación, prueba y mantenimiento. Abarca las siguientes actividades: *Ingeniería y análisis del sistema, Análisis de los requisitos del software, Diseño, Codificación, Prueba y Mantenimiento.*

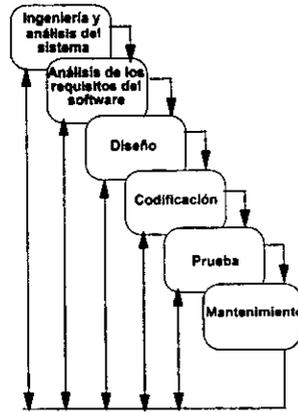


Figura 1.2 El ciclo de vida clásico.

La construcción de prototipos (fig.1.3), es un proceso que facilita al programador la creación de un modelo del **software** a construir. El modelo tomará una de las tres formas siguientes: (1) un prototipo en papel o un modelo basado en computadora que describa la interacción hombre-máquina, de forma que facilite al usuario la comprensión de cómo se producirá tal interacción; (2) un prototipo que implemente algunos subconjuntos de la función requerida del programa deseado, o (3) un programa existente que ejecute parte o toda la función deseada, pero que tenga otras características que deban ser mejoradas en el nuevo trabajo de desarrollo.

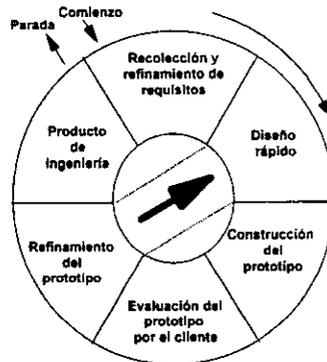


Fig. 1.3 Creación de prototipos.



El **modelo en espiral** fue diseñado para cubrir las mejores características tanto del ciclo de vida clásico como de la creación de prototipos, añadiendo al mismo tiempo un nuevo elemento: el análisis de riesgo, que falta en esos paradigmas. El modelo (fig. 1.4), define cuatro actividades principales representadas por los cuatro cuadrantes de la figura: *Planificación, Análisis de riesgo, Ingeniería y Evaluación del cliente.*

Con cada iteración alrededor del espiral (comenzando de adentro hacia el exterior) se construyen versiones sucesivas del **software**, cada vez más completas. En cada iteración, la culminación del análisis de riesgo resulta en una decisión de "seguir o no seguir". Si los riesgos son demasiado grandes se puede dar por terminado el proyecto.

Este modelo es el enfoque más realista para el desarrollo de **software** y de sistemas de gran escala. Pero, al igual que los otros paradigmas, el modelo en espiral no es la panacea.

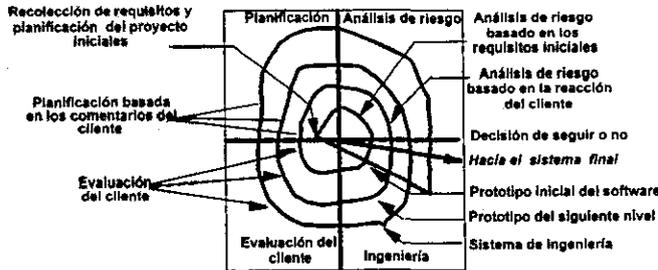


Fig. 1.4 El modelo en espiral.

Por otra parte, se conoce como **proceso de desarrollo de software** al proceso por el cual, las necesidades de un usuario se transforman en requerimientos, esos requerimientos, a su vez, en un diseño, después, el diseño se implementa en código, finalmente ese código se prueba, se documenta y se certifica su uso operacional. Las fases principales en que puede dividirse este proceso son:

Definición: En esta fase se intenta identificar que información ha de ser procesada, que función o rendimiento se espera, que interfaces deben establecerse, que restricciones de diseño existen y que criterios de validación se necesitan para definir la terminación satisfactoria del proyecto.

Desarrollo: Aquí se pretende describir como han de diseñarse las estructuras de datos y la arquitectura del software, como ha de trasladarse ese diseño a un lenguaje de programación y como se realizarán las pruebas.



Mantenimiento: Siendo la fase final del proceso, se dedica a la corrección de errores o a la adecuación requerida por las condiciones particulares del entorno de operación del **software**. También se dedica a atender solicitudes del cliente en cuanto a reforzar, mejorar y/o ampliar partes del programa en operación. En esta fase, se regresa a la fase de definición y desarrollo.

La siguiente tabla muestra las actividades en que pueden subdividirse las fases del proceso de desarrollo del **software**.

Fase	Palabra clave	Actividad		Porcentaje promedio de Tiempo de duración
Definición	¿Qué?	Análisis	Definición de requisitos	17%
			Especificación de requisitos	
			Planeación	
Desarrollo	¿Cómo?	Diseño		48%
		Implantación		
		Validación y Pruebas		
Mantenimiento	¿Cambio?	Corrección		35%
		Adaptación		
		Mejora		

Tabla 1-1 Fases y actividades del proceso de desarrollo de software.

Para la construcción de un sistema basado por computadora se siguen los siguientes pasos generales:

Análisis.

Es el primer paso para la construcción de software, el objetivo es obtener un modelo preciso, conciso, comprensible y correcto del problema. Es también una etapa de intensa actividad de diálogo entre el analista y el cliente. En este paso se define en detalle el sistema (lo que se tiene que hacer). En el análisis, los requisitos se comprenden y se definen. Primero, se puede hacer un estudio formal del ámbito de la información para establecer el modelo de flujo de datos y la estructura de la información, luego, se amplían esos modelos para convertirlos en una especificación del software. Sintetizando se puede decir que el análisis consta de una definición, especificación y planificación.



El análisis tiene varios propósitos: clarificar los requisitos, proporcionar una base para el acuerdo entre el solicitante y desarrollador del software, y llega a ser el marco de trabajo para el posterior diseño e implantación.

Los métodos de análisis están relacionados por un conjunto de principios fundamentales:

1. El ámbito de la información contiene tres planteamientos diferentes de los datos y de control a medida que son procesados por un programa de computadoras:
 - El flujo de información: Que representa la manera en la que los datos y el control cambian, conforme se mueven a través de un sistema.
 - El contenido de la información: Representa los elementos de datos individuales que componen otros elementos mayores de información.
 - La estructura de la información: Representa la organización interna de los distintos elementos de datos y de control.

2. Se deben desarrollar los modelos que representen la información, función y el comportamiento del sistema. Para esto, se crean modelos para obtener un mejor entendimiento de la entidad a construir. Los modelos se centran en lo que tiene que hacer el sistema y no como lo tiene que hacer, éstos desempeñan varios papeles importantes:
 - El modelo ayuda al analista a entender la información, la función y el comportamiento del sistema, haciendo por ello que la tarea de análisis de requisitos sea más fácil y sistemática.
 - El modelo se convierte en punto focal para la revisión y, por tanto, en la clave para la determinación de la integridad, la consistencia y la eficiencia de la especificación.
 - El modelo se convierte en la base del diseño, proporcionando al diseñador una representación esencial del software que se puede "hacer corresponder" con un contexto de implantación.

3. Se deben subdividir los modelos y el problema de forma que se descubran los detalles de una manera progresiva o jerárquica.

A menudo, los problemas son demasiados grandes y complejos para que se puedan comprender como un todo. Es por eso que, se tiene que dividir dichos problemas en partes que se puedan entender fácilmente y establecer interfaces entre las partes, de forma que se realice la función global.

Se debe de descomponer el problema de manera jerárquica y progresiva:

 - Exponiendo cada vez más detalles, al movernos verticalmente por la jerarquía o
 - Descomponiendo funcionalmente el problema, al movernos horizontalmente por la jerarquía.



4. El proceso de análisis debe ir de información esencial hacia el detalle de la implantación. El planteamiento esencial de los requisitos del software presenta las funciones que han de realizarse y la información que ha de procesarse, independientemente de los detalles de implantación.

La fase de definición culmina con una revisión técnica de la **especificación de requisito** del software realizado por el desarrollador y el cliente. La *especificación (limitaciones)* del sistema es un documento que se produce como resultado del análisis y que sirve como base para la ingeniería del hardware, ingeniería del software, la ingeniería de bases de datos y la ingeniería humana, describe la función y el rendimiento de un sistema basado por computadora y las restricciones que gobernarán su desarrollo.

El propósito de la fase de **planificación** del software es proporcionar una indicación preliminar de la factibilidad del proyecto de acuerdo con el costo y con la agenda que se haya establecido.

Estudio de factibilidad.

La justificación económica es normalmente la principal consideración para que se lleve a cabo la realización de las mayorías de los proyectos de software. La justificación económica comprende un amplio rango de aspectos, entre los que se encuentran el análisis de costo - beneficio, las estrategias de ingresos a largo plazo, el *impacto en otros productos* o en centros de explotación, el costo de los recursos que se necesitan para el desarrollo y el crecimiento potencial del mercado.

Debe de centrarse la atención en lo siguiente, para el estudio de factibilidad:

- **Factibilidad económica.** Una evaluación del costo de desarrollo frente al beneficio final producido por el sistema desarrollado.
- **Factibilidad técnica.** Un estudio de la funcionalidad, el rendimiento y las restricciones que pueden afectar a la posibilidad de realización de un sistema aceptable.
- **Factibilidad Legal.** Una determinación de cualquier infracción, violación o ilegalidad que pudiera resultar del desarrollo del sistema.
- **Alternativas.** Una evaluación de los enfoques alternativos para el desarrollo del sistema.

Diseño.

Una vez que se ha analizado el problema, se procede a resolverlo y a construir su solución.

Durante el diseño se toman decisiones acerca de la forma en que se resolverá el problema, primero desde un nivel elevado y después empleando niveles cada vez más detallados. Durante el diseño del sistema, se decide la estructura y el estilo global de la arquitectura del sistema, que es la organización global en componentes llamados subsistemas.



El proceso de diseño del software comienza con una descripción del diseño arquitectónico y de datos. Es decir, se desarrolla una estructura modular, se definen las interfaces y se establece la estructura de los datos.

Implantación.

Una vez terminado el diseño, se lleva a cabo la codificación. La ingeniería de software contempla la codificación como la *consecuencia de un buen diseño*. En cuanto al código, se revisa su estilo y su claridad, y se comprueba que haya una correspondencia directa con la descripción detallada del diseño. El listado en el lenguaje fuente de cada componente modular constituye el documento de configuración de la etapa de codificación.

Validación y pruebas.

La validación es el proceso de verificar una parte específica de notación del ciclo de vida del sistema y la conversión de una parte de notación en otra. La prueba es el proceso de ejecutar software con datos de prueba para verificar que satisface la especificación. En sentido estricto la prueba es la de mayor peso de la validación. Ambas partes se realizan generalmente después de haber generado el código fuente. Se llevan a cabo estas actividades de verificación y validación, con el fin de encontrar el mayor número posible de errores antes de que sea puesto en circulación y prepararlo para su lanzamiento. Estas actividades se mantiene a lo largo de toda su vida útil.

Las pruebas de unidad intentan verificar el rendimiento funcional de cada componente modular individual del software. La prueba de integración constituye un medio de construcción de la arquitectura del software y de prueba de su funcionamiento y de sus interfaces.

La prueba de validación comprueba que se han conseguido todos los requisitos. Tras cada uno de estos pasos de prueba, puede que haya de realizarse una depuración.

Una vez terminada la etapa de prueba del software, está preparado para ser entregado a los usuarios finales. En tanto el software es entregado a los usuarios finales, el trabajo del ingeniero del software cambia al de mantenimiento.



Capítulo 2.

ANÁLISIS DE INFORMACION Y REQUERIMIENTOS

2.1 Análisis preliminar.

Objetivo.

En los laboratorios de yacimientos de las regiones en que se subdivide operacionalmente PEMEX - PEP, se pretende unificar criterios y crear estándares en la generación de información de los análisis petrofísicos. Para lo cual se precisa desarrollar un sistema de cómputo que mecanice y agilice los procesos de cálculo de los parámetros petrofísicos y por consiguiente la entrega oportuna de información de los mismos, para la toma de decisiones.

Para llevar a cabo el desarrollo del sistema, personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) visitó y entrevistó al personal técnico, laboratoristas e ingenieros, encargados de manejar la información del análisis petrofísico, obteniendo de éstas los requerimientos necesarios para la construcción del sistema.

El sistema tiene como fin implantar procesos de cálculo de parámetros petrofísicos, contando con los datos que provienen de los análisis aplicados a las muestras de núcleos en el laboratorio. La información obtenida de los procesos es plasmado en reportes que se presentan tanto en forma tabular como en formatos gráficos, proporcionando para cada formato, ajustes de los datos adicional con sus respectivas ecuaciones. Además, como característica del sistema se proporciona un editor de textos para la captura de información complementaria como por ejemplo: la descripción litológica, la descripción de los procedimientos experimentales utilizados, comentarios adicionales, etc.

2.2 Descripción del problema.

Del análisis preliminar se obtuvieron: los procesos, los flujo de datos, el entorno del sistema y en general los requerimientos del sistema, éstos se describen a continuación:

En el inicio del proceso de localización y extracción de hidrocarburos, se perforan pozos petroleros (exploratorios), de los cuales se cortan y se extraen núcleos, que son muestras de las formaciones geológicas a determinadas profundidades por las que se va atravesando la perforación y donde se cree existe petróleo. Estos núcleos una vez obtenidos son; clasificados, transportados y almacenados en los laboratorios de yacimiento para su estudio.



Ya en el laboratorio, se realiza el análisis petrofísico, para ello, los núcleos son cortados, lavados, secados, pesados, medidos y clasificados para formar muestras pequeñas de la roca del núcleo. Estas muestras son preparadas para aplicarles pruebas físicas y análisis químicos.

El análisis químico de las muestras pueden ser convencionales o rutinarias y/o pruebas suplementarias o especiales, como se muestra en la siguiente figura 2.1.

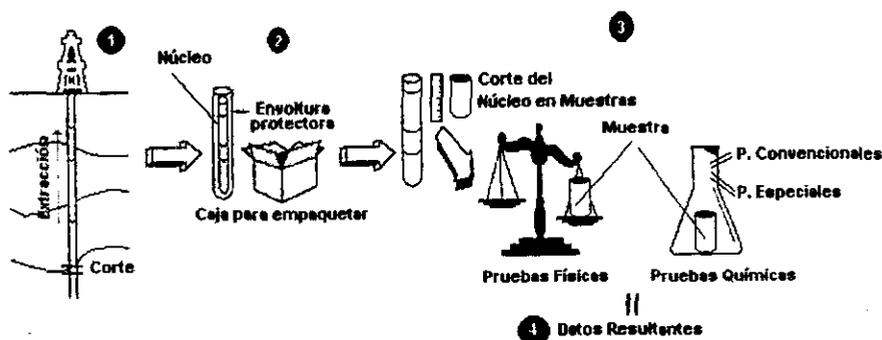


Figura 2.1 Etapas a las que se somete el núcleo para su análisis:

1. Corte y extracción del núcleo,
2. Núcleo que será enviado al laboratorio,
3. Divisiones y clasificaciones del núcleo en muestras pequeñas a las que se aplicarán pruebas físicas y químicas,
4. Resultados físicos y químicos que serán tomados para el cálculo de los parámetros petrofísicos.

Los resultados obtenidos en el laboratorio de estas pruebas físicas y análisis químicos, serán la entrada para que el sistema efectúe los cálculos de los parámetros petrofísicos.

Del análisis de la información, se detectaron las siguientes necesidades:

1. Registrar la información proveniente del laboratorio.
2. Calcular los parámetros petrofísicos de cada análisis.
3. Editar en los campos alfanuméricos, las descripciones y de los resultados del análisis, hechas por el técnico del laboratorio.
4. Generar los reportes tabulares de las determinaciones petrofísicas.
5. Generar los reportes gráficos de las determinaciones petrofísicas.

2.3 Etapas de desarrollo del sistema.

Desglosando estas funciones en etapas, el sistema deberá realizar lo siguiente:

Etapa A:

La información con que se alimentará el sistema estará proporcionado por el usuario y ésta será obtenida a partir de los datos observados en el laboratorio (pruebas físicas y análisis químicos), así como los datos generales requeridos para la identificación del pozo y de los núcleos.

Para ello se requerirá de:

- Módulos de captura de información.
- Módulos de edición de textos, cuya función sea capturar descripciones o procedimientos de las pruebas, en base a un procesador de textos limitado que permita manipular y formatear campos de tipo alfanumérico.
- Módulos de cálculo para los parámetros petrofísicos (Análisis Convencional y Pruebas Especiales).

Etapa B:

Diseñar las estructuras de datos para controlar los parámetros petrofísicos. Para ello se planea las siguientes actividades:

- Diseño de la Base de Datos.
- Diseño de las estructuras de datos para las salidas de gráficas (diferentes formatos gráficos).

Etapa C:

Clasificar las distintas correlaciones gráficas.

- Organizar y clasificar los distintos reportes gráficos (formatos) posibles, que forman parte del análisis petrofísico para su estandarización.

Etapa D:

Diseñar los reportes de salida de parámetros petrofísicos.

- Las características de los reportes tabulares, son las siguientes:
portada,
datos generales,
resultados de ediciones,
tablas de resultados (resumen) de las determinaciones petrofísicas, y
resultados tabulares de pruebas especiales.
- Descripción de los reportes gráficos de correlaciones.
- Identificación de ajustes que podrán ser aplicados a los datos trazados en la gráfica.



Etapa E:

Como el sistema operará bajo ambiente MS-DOS, se requerirán varias interfaces gráficas, por las cuales en esta etapa se desarrollará:

- Módulo para configuración de dispositivos de salida (impresoras y graficadores) por donde se dará salida a las gráficas.

Nota: en el capítulo 4, se especifica el por qué de algunas consideraciones de implementación como son: plataforma o sistema operativo, lenguaje de programación, etc.

2.4 Estudio de Factibilidad.

Es un hecho, que existe la necesidad de un sistema de cómputo que permita a partir de resultados obtenidos de laboratorio, calcular parámetros petrofísicos sistema que de aquí en adelante se reconocerá con el nombre de **PETRO**.

Propuesta de desarrollo.

Objetivo: De la información recopilada, se pretende desarrollar, un sistema informático que permita:

- Controlar la información generada en el registro, y estudio de muestras de núcleos.
- Facilitar la captura y el manejo de información.
- Funcionalmente, satisfacer los procesos de cálculo requeridos en las pruebas de laboratorio.
- Estandarizar los reportes de la información final.

Alcances.

Generar una herramienta que facilite el proceso de cálculo de parámetros petrofísicos y sus respectivas representaciones tabulares y gráficas, que coadyuve a los ingenieros de campo en la toma de decisiones a través de las siguientes funciones:

- Captura de información en forma interactiva.
- Cálculo de los parámetros petrofísicos.
- Generación de los reportes tabulares.
- Generación de los reportes gráficos.

Requerimientos.

Debido a que en los laboratorios de yacimientos se trabajan con equipo de cómputo de arquitectura pobres no se requiere de gran capacidad de almacenamiento y de procesos de datos. Para la construcción de este sistema se consideró lo mínimo necesario con respecto a la tecnología actual y como el sistema se empezó a construir en MS-DOS, se consideró lo siguiente:



- El sistema se implantará en **computadoras personales tipo PC**.
- La información podrá ser almacenada en los dispositivos convencionales de almacenamiento para PC (**discos flexibles y/o disco duro**).
- El sistema **PETRO**, será desarrollado en **lenguaje turbo pascal versión 6.0**, en **ambiente MS-DOS**.
- Como herramientas adicionales de graficación se usarán **librerías de borland (bgi)** y una utilería denominada **graphAdd** esta última para la configuración de dispositivos de salida.
- Para el análisis y el desarrollo del sistema se requiere de la participación de: dos analistas - programadores para apoyar la programación y con los usuarios para efectuar las pruebas de validación del mismo con el fin de obtener la liberación y pronta instalación y puesta en operación.

Ventajas.

- Contar con una herramienta que permita analizar la información resultante de los datos provenientes del laboratorio.
- Contar con una estructura de datos que operará en condiciones monousuario y de esta manera explotar la información de los núcleos del pozo en estudio.
- Proporcionará varias funciones de ajuste de datos para cada una de las gráficas que se generarán (ver apéndice A, para los ajustes que se utilizaron).
- Se automatizarán métodos de cálculo de los parámetros petrofísicos.
- Proporcionará un editor de textos.
- Proporcionará información a través de catálogos.
- Se tendrá un programa de instalación.

Actividades.

Calendario a seguir para este trabajo:

Actividades	mes 1	mes 2	mes 3	mes 4	Costo en pesos por etapa
Análisis	■				25
Diseño		■			15
Implementación			■	■	40
Mantenimiento				■	20



Estimación de costos y tiempos.

El tiempo estimado para la realización de este trabajo es de cuatro meses, iniciando desde el análisis de información hasta la implantación del mismo. El proyecto no incluye actividades tales como clasificación, captura y recopilación de información.

El costo estimado para la elaboración del sistema (PETRO) de acuerdo con el programa de actividades anteriormente señalado se estima en un monto de \$100,000.00 (cien mil pesos MN/00).

Beneficios.

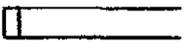
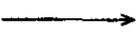
Con el sistema desarrollado se tendrá los siguientes beneficios:

- Tener la información disponible para su consulta y actualización.
- Manejar estándares en la elaboración de los reportes.
- Optimizar la captura de datos mediante interfaces de usuario amigables.
- Para los reporte tabulares:
 - Poder generar reportes por núcleos particulares o sumalizaciones de todos ellos.
 - Poder obtener un rango de hojas de un reporte en particular.
- En la generación de reportes gráficos:
 - Generar para la mayoría de las gráficas diferentes tipos de ajustes y ecuaciones mediante proceso de selección interactivo.
 - Para generar los reportes de las gráficas (en dispositivos de salidas), se podrán obtener de dos maneras: una será ocupando el total de la resolución del papel y otra sobre un área predefinida.
- Mantener archivos históricos para obtener información requerida en cualquier momento.
- Abatir los costos y tiempos en la elaboración de los reportes ya que éstos juegan un papel importante para la toma de decisiones (en la perforación de pozos y todo lo que ello implica).

2.4 DIAGRAMAS DE FLUJO DE DATOS.

CONVENCIONES.

Para las representaciones de los diagramas de flujo de datos, se eligió la metodología de Yourdon.

Figura	Qué representa	Se aplica a.
	Almacén de Datos	Archivos de datos, Tablas pertenecientes a una base de datos o estructura de datos o una base de datos en general.
	Procesos	Módulos, funciones, subrutinas y en general a todos aquellos procedimientos que procesen o realicen algo con la información.
	Entidades	Se aplica a objetos lógicos o físicos como los periféricos: impresoras, graficadores, terminales, etc.
	Flujo de Datos	Valores o parámetros regresados por los procesos, o los datos extraídos de un archivo de datos.

A continuación se presenta el análisis estructurado del sistema, para lo cual se construye un modelo físico en papel, con el fin de clarificar los requerimientos del usuario, éste está representado en un diagrama de flujo de datos (DFD) donde:

- Se inicia con un diagrama de contexto, que representa un DFD lo más general posible del sistema con un solo proceso que muestra las interfaces entre el sistema y los terminadores.
- A partir del diagrama de contexto se pueden generar niveles inferiores de detalles según se necesite.
- Posteriormente se crea un diccionario de datos, que incluye las definiciones de las interfaces declaradas en el DFD. Es un listado organizado de todos los elementos de datos que son recordados por el sistema, con definiciones precisas y rigurosas que permiten que el usuario del sistema tenga una misma comprensión de las entradas, de las salidas, de los componentes, de los almacenes y de los cálculos intermedios.

2.6 DIAGRAMA DE CONTEXTO.

El diagrama de contexto se muestra a continuación.

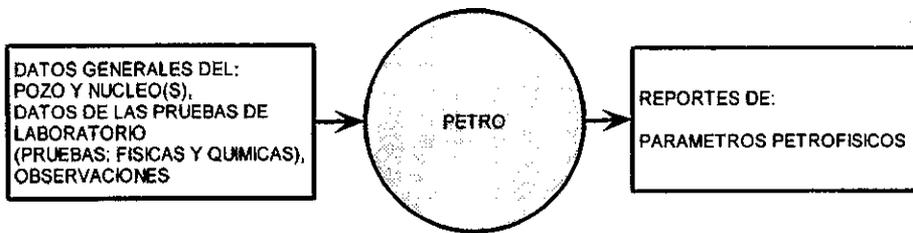


Diagrama de Contexto

2.7 DIAGRAMAS DE NIVELES.

Los diagramas de nivel que a continuación se muestran, representan el flujo de datos entre procesos del sistema PETRO. El diagrama de nivel 0 muestra de manera general cada uno de los pasos para obtener el objetivo deseado del sistema. Posteriormente, los diagramas de niveles del 1 al 4 detallan cada una de las operaciones del sistema.

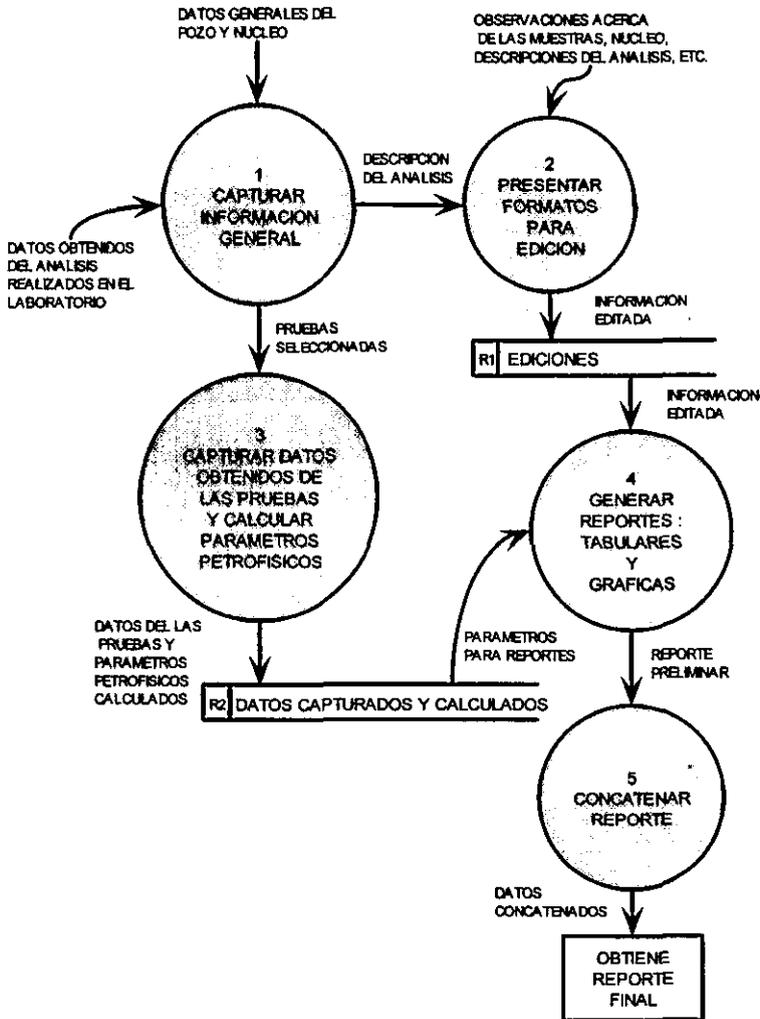


Diagrama de Nivel 0



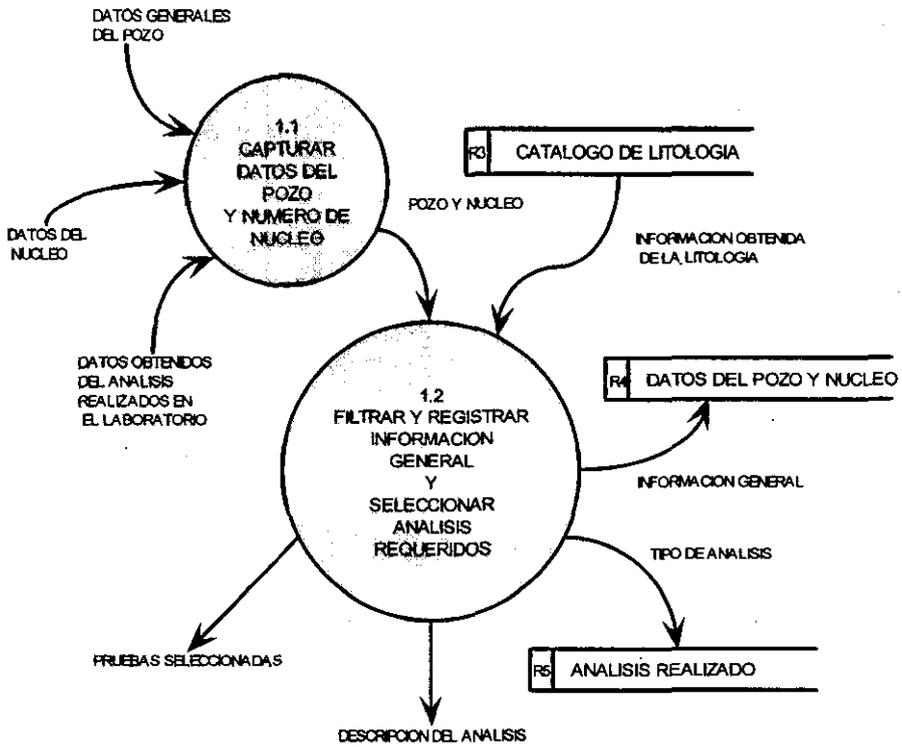


Diagrama de Nivel 1

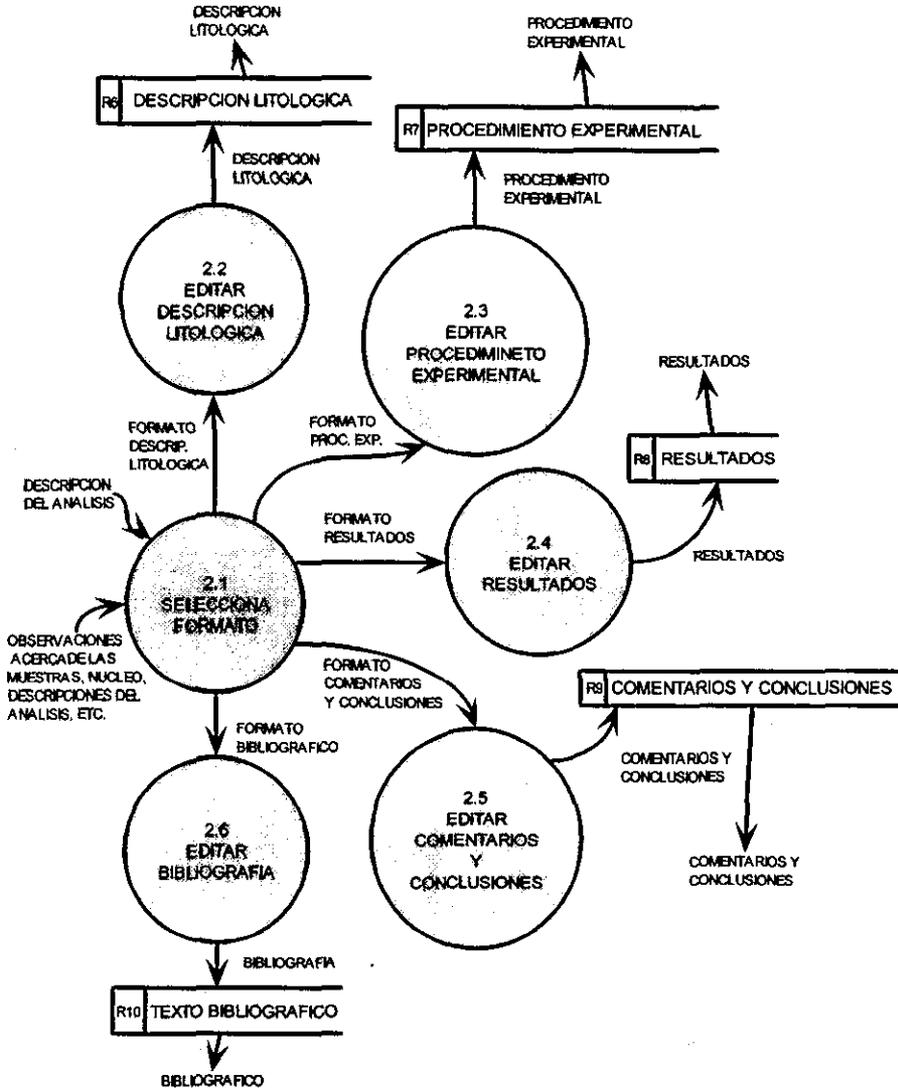


Diagrama de Nivel 2



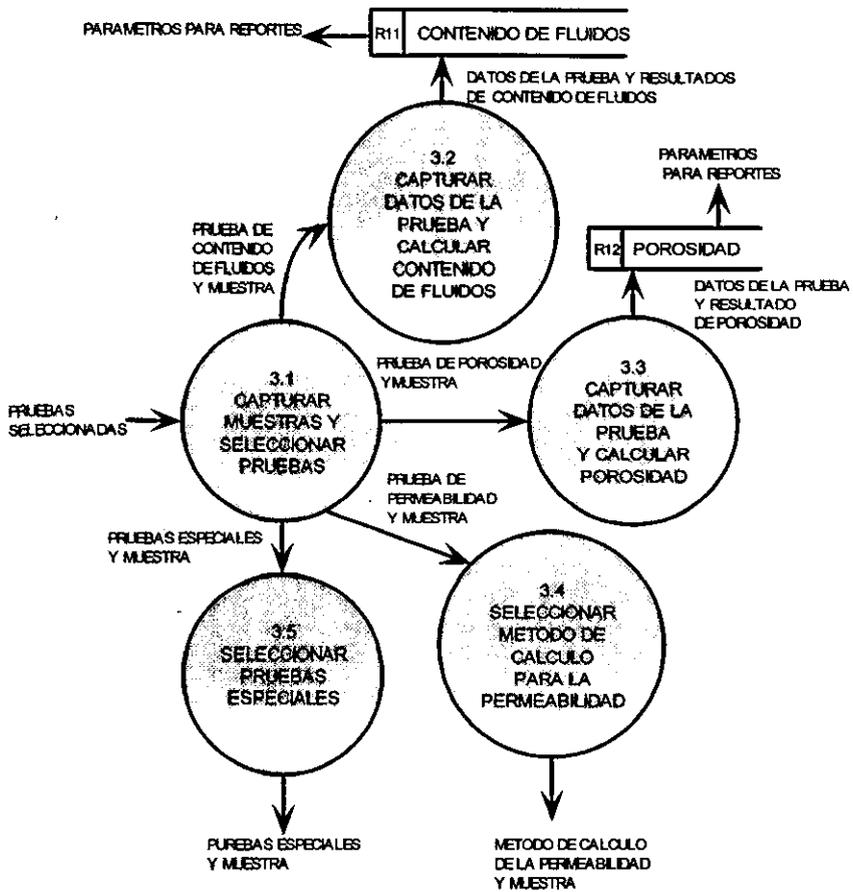


Diagrama de Nivel 3



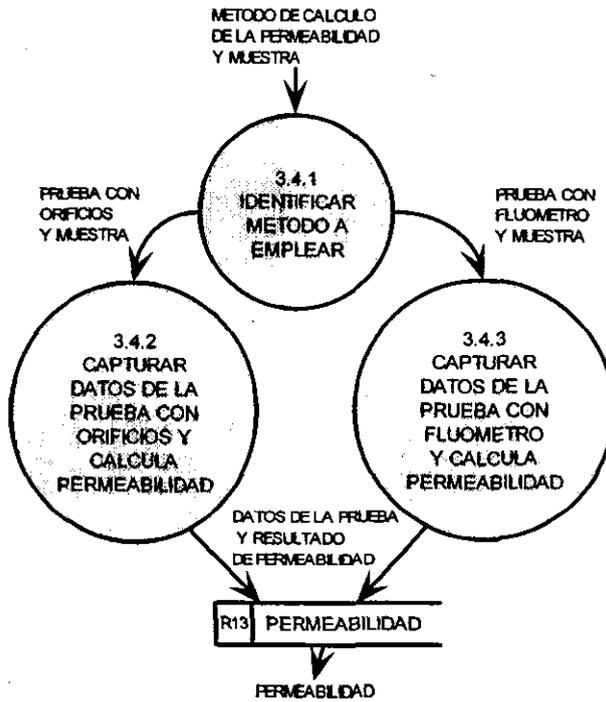


Diagrama de Nivel 3.4

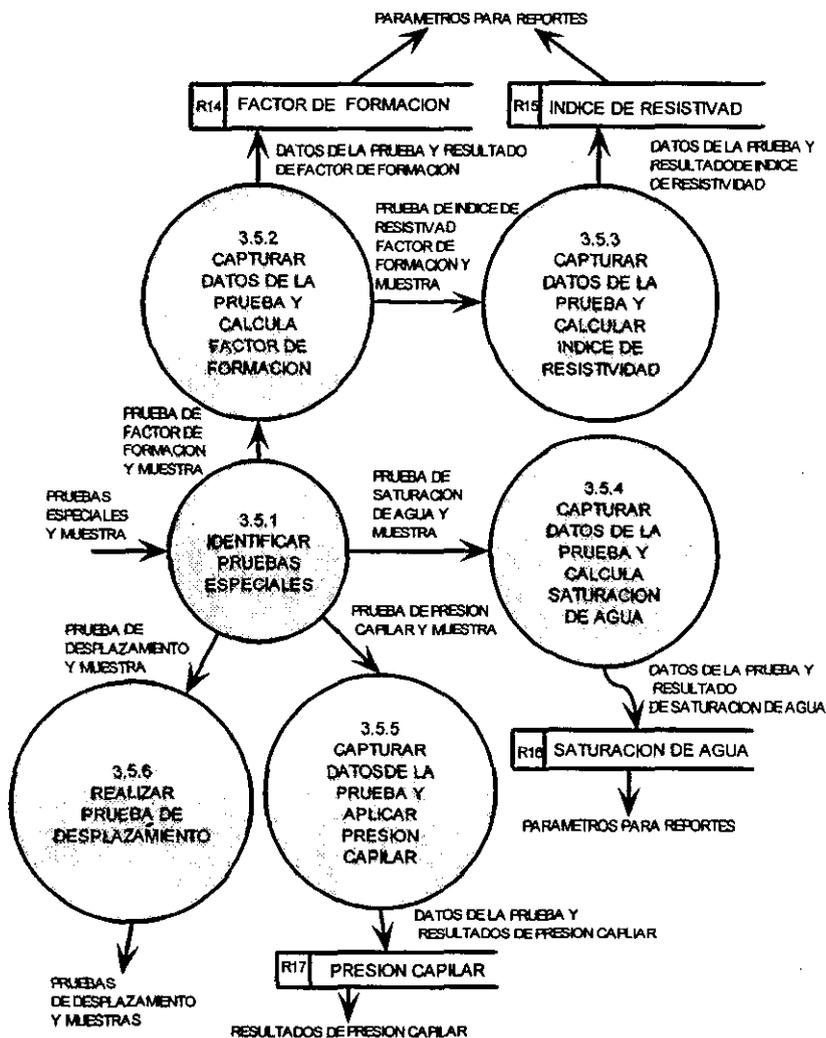


Diagrama de Nivel 3.5



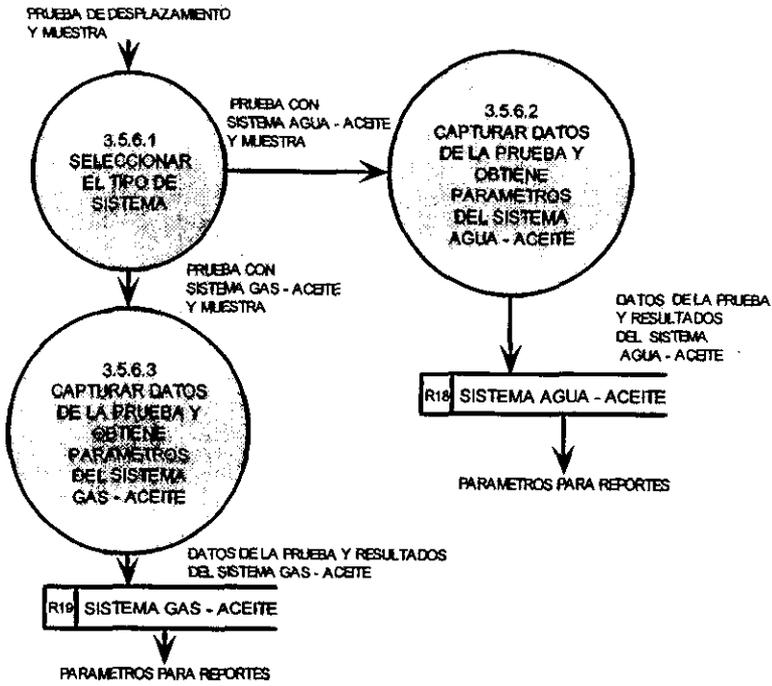


Diagrama de Nivel 3.5.6

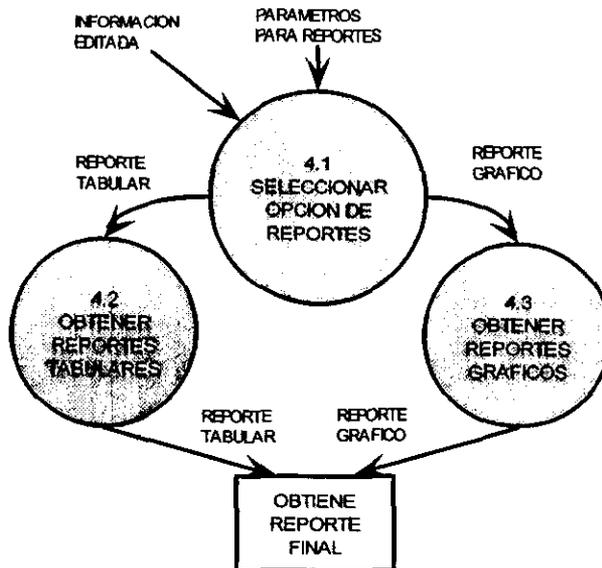


Diagrama de Nivel 4



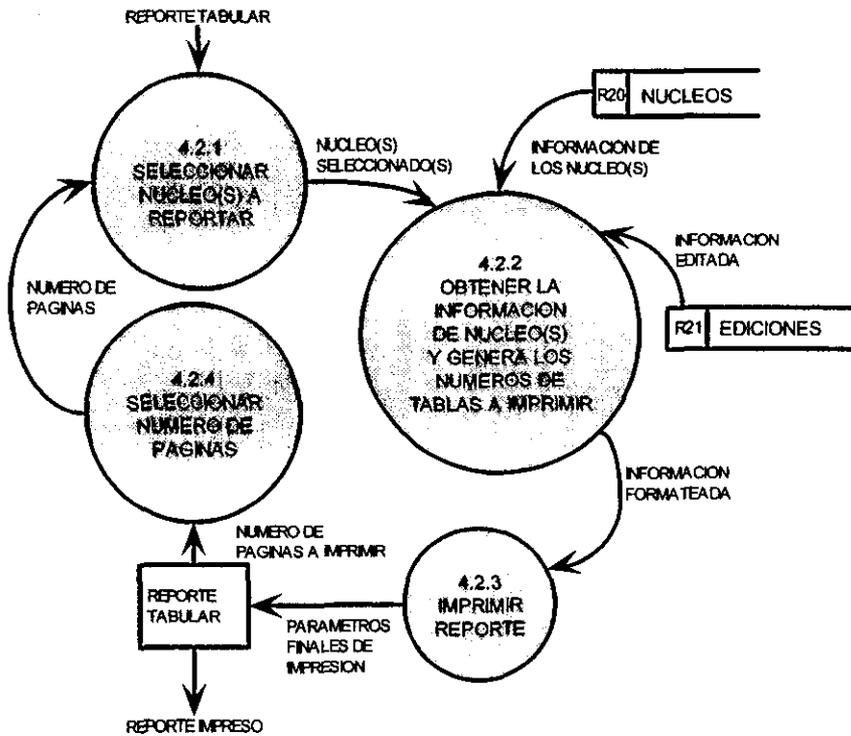


Diagrama de Nivel 4.2



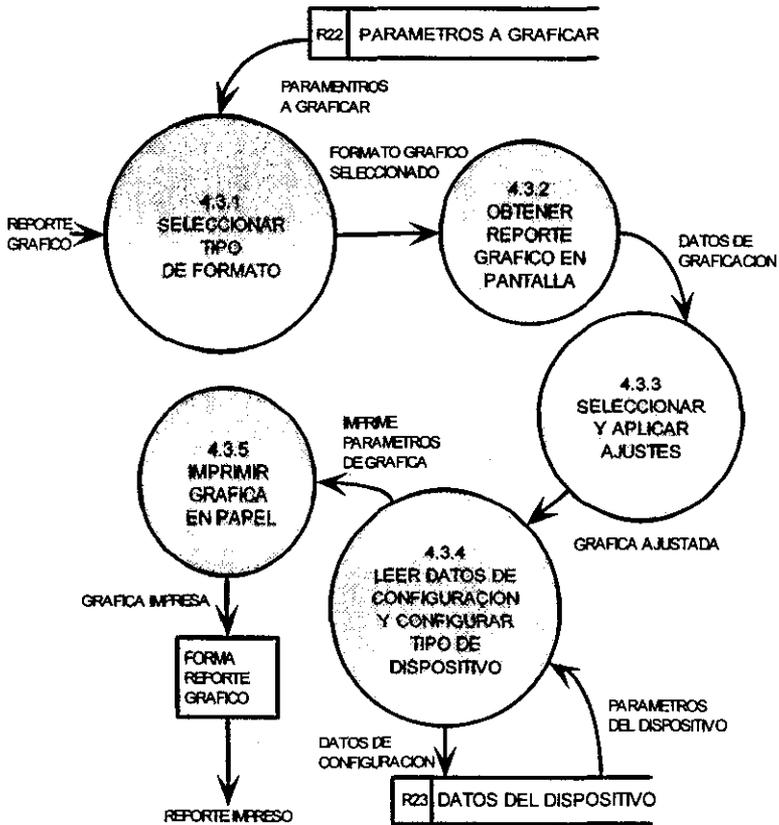


Diagrama de Nivel 4.3



2.8 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS.

A continuación se describen de forma textual los procesos de los diagramas de niveles mencionados en el DFD.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 0	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
1. CAPTURAR INFORMACION GENERAL	Realiza la captura de datos generales de un pozo y el núcleo.
2. PRESENTAR FORMATOS PARA EDICION	Presentan editores alfanumérico para capturar la información de los análisis realizados al núcleo (Descripciones, Observaciones, etc. que son comentarios hechos por el técnico de laboratorio y del entorno que se sigue para el análisis).
3. CAPTURAR DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS Y CALCULAR PARAMETROS PETROFISICOS	Captura los datos de las pruebas provenientes del laboratorio, las cuales serán procesados para obtener parámetros petrofísicos.
4. GENERAR REPORTES: TABULARES Y GRAFICAS	Genera los reportes tabulares y gráficos de los resultados de las determinaciones petrofísicas de núcleo(s) del pozo analizado.
5. CONCATENAR REPORTE	Une los reportes tabulares y gráficos de parámetros petrofísicos y de las características del análisis (ediciones), para formar el reporte final.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 1	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
1.1 CAPTURAR DATOS DEL POZO Y NUMERO DEL NUCLEO	Registra los datos del pozo y del núcleo al que se le va aplicar el análisis petrofísico.
1.2 FILTRAR Y REGISTRAR INFORMACION GENERAL Y SELECCIONAR ANALISIS REQUERIDOS	Filtra la información proveniente del laboratorio y registra la información solicitada por la captura: (Datos generales del pozo, núcleo, los análisis solicitados, fluido de perforación, etc.).

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 2	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
2.1 SELECCIONA FORMATO	Selecciona formato de edición.
2.2 EDITAR DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	Presenta un formato tipo procesador de palabra para capturar las características litológicas encontradas en el intervalo extraído (núcleo o muestras de las formaciones geológicas), durante la perforación.
2.3 EDITAR PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	Despliega un formato tipo procesador de textos para describir los experimentos que se realizan a las muestras del núcleo.
2.4 EDITAR RESULTADOS	Presenta un formato de tipo procesador de palabras para describir los resultados obtenidos en los análisis.
2.5 EDITAR COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	Despliega un formato tipo procesador de palabras para describir las observaciones y conclusiones de los análisis efectuados.
2.6 EDITAR BIBLIOGRAFÍA	Presenta un formato tipo procesador de palabras para describir las bibliografías empleadas o consultadas para la realización del estudio o del análisis.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 3	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
3.1 CAPTURAR MUESTRAS Y SELECCIONA PRUEBAS	Captura los datos de las muestras, que fueron analizadas y selecciona las pruebas a que fueron sometidas.
3.2 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y CALCULAR CONTENIDO DE FLUIDOS	Captura los datos de muestras saturadas con fluidos de formación y calcula parámetros de contenido de fluidos.
3.3 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y CALCULAR POROSIDAD	Captura datos de muestras de núcleo(s) y determina el parámetro de porosidad, este tipo de pruebas se le aplica a todas las muestras.
3.4 SELECCIONAR MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA PERMEABILIDAD	Selecciona el método a emplear para el cálculo de la permeabilidad de las muestras, este tipo de prueba se aplica a todas las muestras.
3.5 SELECCIONAR PRUEBAS ESPECIALES	Selecciona pruebas particulares, para determinar otras propiedades petrofísicas de las muestras.



DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 3.4	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
3.4.1 IDENTIFICAR METODO A EMPLEAR	Determina el método a emplear para el cálculo de la permeabilidad de las muestras.
3.4.2 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y APLICAR PRUEBA CON ORIFICIOS	Captura datos de orificios calibrados, presiones de entrada y salida aplicada a las muestras, para calcular su permeabilidad.
3.4.3 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y APLICAR PRUEBA CON FLUOMETRO	Captura datos de la prueba realizadas a las muestras utilizando fluómetro y calcula la permeabilidad.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 3.5	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
3.5.1 IDENTIFICAR PRUEBAS ESPECIALES	Se encarga de identificar los tipos de pruebas especiales, que se aplicarán a las muestras seleccionadas.
3.5.2 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y CALCULAR FACTOR DE FORMACION	Captura datos de la prueba de factor de formación, para obtener este parámetro.
3.5.3 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y CALCULAR INDICE DE RESISTIVIDAD	Captura datos obtenidos de la prueba de índice de resistividad en las muestras y calcula el índice de resistividad.
3.5.4 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y CALCULAR SATURACION DE AGUA	Captura datos de la prueba de saturación de agua en las muestras y calcula el parámetro de saturación de agua.
3.5.5 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y APLICA PRESION CAPILAR	Acepta datos de la prueba de presión capilar y calcula los parámetros de la presión capilar en la muestra.
3.5.6 REALIZAR PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO	Se encarga de realizar otras pruebas especiales a las muestras.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 3.5.6	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
3.5.6.1 SELECCIONAR EL TIPO DE SISTEMA	Se encarga de seleccionar el tipo de sistema de desplazamiento (agua - aceite y/o gas - aceite), para efectuar el cálculo de otras propiedades.



Continuación

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 3.5.6	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
3.5.6.2 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y OBTENER PARAMETROS DEL SISTEMA AGUA - ACIETE	Captura datos observados durante la prueba de desplazamiento con agua y obtiene parámetros petrofísicos del sistema de desplazamiento agua - aceite. Muestras que serán marcadas con & si el desplazamiento fue con agua dulce y \$ si fue con agua salada.
3.5.6.3 CAPTURAR DATOS DE LA PRUEBA Y OBTENER PARAMETROS DEL SISTEMA GAS - ACIETE	Captura datos observados durante la prueba de desplazamiento con gas y obtiene los parámetros petrofísicos del sistema de desplazamiento con gas - aceite. Muestras que serán marcadas con *.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 4	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
4.1 SELECCIONAR OPCION DE REPORTES	Selecciona el reporte a generarse (tabulares o gráficos).
4.2 OBTENER REPORTES TABULARES	Genera los reportes tabulares de las determinaciones petrofísicas del núcleo(s) analizado(s).
4.3 OBTENER REPORTES GRAFICOS	Presenta gráficamente los parámetros petrofísicos calculados en el análisis, de acuerdo a un formato preestablecido y su ecuación de ajuste.

DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 4.2	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
4.2.1 SELECCIONAR NUCLEO(S) A REPORTAR	Elige el o los núcleos, para reporte.
4.2.2 OBTENER LA INFORMACION DE NUCLEO(S) Y GENERA LOS NUMEROS DE TABLAS	Genera los reportes de la información contenida en el archivo de los núcleos y de las ediciones, generando tablas de los análisis realizados a cada núcleo que se seleccionaron.
4.2.3 IMPRIMIR REPORTE	Imprime los reportes del análisis petrofísico.
4.2.4 SELECCIONAR NUMERO DE PAGINAS	Obtiene un número de páginas especificadas, para un reporte personalizado solicitado.



DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DEL NIVEL 4.3	
<i>Nombre del Proceso</i>	<i>Descripción del Proceso</i>
4.3.1 SELECCIONAR TIPO DE FORMATO	Selecciona el tipo de formato para un reporte gráfico.
4.3.2 OBTENER REPORTE GRAFICO EN PANTALLA	Obtiene la representación gráfica de los datos.
4.3.3 SELECCIONAR Y APLICAR AJUSTES	Aplica ajustes a los datos representados en la gráfica, proporcionando la ecuación resultante.
4.3.4 LEER DATOS DE CONFIGURACION Y CONFIGURAR TIPO DE DISPOSITIVOS	Lee los parámetros del dispositivo de salida y lo configura.
4.3.5 IMPRIMIR GRAFICA EN PAPEL	Despliega la representación gráfica en una impresora o graficador.

2.9 DESCRIPCION DE LOS FLUJOS DE DATOS.

A continuación se describen los flujos y sus elementos de datos, de los diagramas de niveles.

<i>Flujo de Datos</i>	<i>Descripción</i>	<i>Elementos del Flujo de Datos</i>
DATOS GENERALES DEL POZO	Información general del pozo de donde se obtiene el núcleo.	Región, Distrito, Campo, Pozo, Elevación de la mesa rotaria.
NUCLEO	Información general del núcleo que será analizado.	Número del Núcleo, Formación, Densidad del aceite, salinidad del agua de formación, Intervalo nucleado, Longitud recuperada, Análisis requeridos: Análisis convencionales: Contenido de fluidos, Porosidad y Permeabilidad. Pruebas especiales: Presión capilar, Factor de formación, Saturación de agua, Índice de resistividad y pruebas de desplazamiento.



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
		Profundidades y abreviaciones de la litología, Fecha de corte, Fecha de envío, Fecha de recepción, Nombre de la compañía o persona que muestrea, Tipo de corte, Lugar a enviar el núcleo, Forma de envío, Datos del fluido de perforación: Tipo de fluido, Densidad, Viscosidad, Salinidad, Grado de acidez del fluido (pH), Pérdida de agua, Persona que solicita el análisis, Responsable de las pruebas, Responsable que hizo las mediciones, Responsable de la supervisión del análisis, Lugar donde se realizaron las pruebas.
DATOS OBTENIDOS DE LOS ANÁLISIS REALIZADOS EN EL LABORATORIO	Toda la información que se genera del análisis: físicos y químicos y su descripción.	Número del núcleo, Nombres, Longitudes, Diámetros, Peso seco y saturadas de las muestras mojas, etc. Pruebas aplicadas a las muestras e información sobre los resultados obtenidos de cada prueba.
DESCRIPCION DEL ANALISIS	Observaciones del análisis aplicado, características del núcleo y muestras, comentarios hecho por el técnico.	Descripciones de la litología, procedimiento experimental, resultados, comentarios y conclusiones y, bibliografía para el análisis realizado.
PRUEBAS SELECCIONADAS	Tipos de pruebas que serán aplicadas a las muestras.	Indicadores de pruebas: Convencionales: Contenido de fluidos, Porosidad y Permeabilidad. Especiales: Factor de formación, Índice de resistividad, Saturación de agua, Presión capilar y Pruebas de desplazamientos.



Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
OBSERVACIONES ACERCA DE LAS MUESTRAS, NUCLEO(S), DESCRIPCIONES DEL ANALISIS, ETC.	Información de las características del núcleo y de los análisis realizados (observaciones del comportamiento de las pruebas).	Observaciones que el técnico proporciona al usuario.
INFORMACION EDITADA	Información capturada por el usuario.	Descripciones de: litológica, procedimiento experimental, Resultados, Comentarios, Conclusiones y Bibliografía.
DATOS DE LAS PRUEBAS Y PARAMETROS PETROFISICOS CALCULADOS	Datos capturados con las que se efectuaron las pruebas y parámetros petrofísicos obtenidos.	Pruebas convencionales: Contenido de fluidos: Número de la muestra, Profundidades de cortes en cada muestra, Peso de la muestra sin saturar, Volumen de roca de la muestra, Volumen de mercurio inyectado, cantidad de agua a temperatura de 800 °F, a 1200 °F, Volumen de aceite observado, y corregido, peso de la muestra saturado, Resultados: Densidad de la roca, Volumen: de roca, gas, aceite, agua, Porosidad, Saturación de aceite y agua. Porosidad: Nombres, Profundidades de cortes, Longitudes, Volúmenes de roca y sólidos de las muestras. Resultados: de Porosidades, Volúmenes de poros de las muestras. Permeabilidades: Método con orificios: Unidad de presión de entradas (pulgadas de mercurio,



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
		<p>Lb/pg² o Kg/cm²), Constantes de los orificios, Presiones de entradas y Presiones de salidas (en pulgadas de agua),</p> <p>Método con fluómetro: Presión de entrada (Kg/cm²), Volumen de gas (cm³), Temperatura (°C), Tiempo (seg.).</p> <p>Factor de formación:</p> <p>Muestra, Salinidad y Resistividad, Temperatura y densidad del agua, Multiplicadores, Lecturas diales, Mediciones de L₁ y L₂, distancia p₁ y p₂.</p> <p>Índice de resistividad: Muestra, Multiplicadores, Lecturas diales, Mediciones de L₁ y L₂,</p> <p>Saturación de agua: Pesos semisaturadas y secas de las muestras, Volumen de poros.</p> <p>Presión capilar: Muestra, Presiones de las pruebas, calibración por cada rango de presión y lectura, Volumen de poros,</p> <p>Resultados: Saturaciones de agua por etapas, Permeabilidades relativas al agua, aceite y Relaciones de las permeabilidades por etapas, saturación de agua irreductible y saturación de aceite, Exponentes J y S.</p> <p>Pruebas de desplazamientos:</p> <p>Con agua dulce y salada:</p> <p>Muestra, Volumen de poros, tipo de agua, Salinidad, Temperatura,</p>



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
		<p>incremento de presión, viscosidad del agua, Volumen de agua recuperado, tiempo de recuperación, Volumen de agua recolectada, Temperatura del aceite, incremento de presión, Viscosidad del aceite, Volumen de aceite recuperado y tiempo de recuperación.</p> <p>Incremento de presión, Viscosidad del agua, Obtención de saturación de aceite residual: incremento de volumen de agua y aceite y su tiempo,</p> <p>Obtención de relación de Permeabilidad de agua y saturación de aceite residual:</p> <p>Volumen recuperado de agua y tiempo de recuperación:</p> <p>Resultados: Permeabilidades relativas y flujo fraccional de agua: Saturación de agua crítica, Volumen recuperado,</p> <p>Relación de permeabilidad al aceite con saturación de agua crítica, Relación de permeabilidad al agua y saturación de aceite residual,</p> <p>Saturaciones de agua, Permeabilidades relativas de aceite y agua, Relaciones de las permeabilidades de aceite y agua, Flujo fraccional de agua, Susceptibilidad al agua de inyección:</p>



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
		<p>Aceite recuperado, Volumen inyectado de agua y Producción de agua.</p> <p>Pruebas de desplazamientos: con gas: Muestra, Tipo de agua, Salinidad, Temperatura, Incremento de presión, Viscosidad del agua, Volumen de agua recuperada y su tiempo de recuperación, Volumen recuperada de agua, Temperatura, incremento de presión, viscosidad del aceite, Volumen de aceite recuperado y tiempo de recuperación.</p> <p>Incremento de presión de entrada y salida, Viscosidad del gas, Volumen de aceite y gas recuperado, Tiempo de recuperación.</p> <p>Resultados:</p> <p>Permeabilidades relativas: Saturación de agua crítica, Relación de permeabilidad de aceite con saturación de agua crítica, diferencia de presión de entrada, Permeabilidades relativas al gas, al aceite y relaciones de permeabilidades relativas de gas y aceite por etapas.</p> <p>Flujos fraccionales: Saturaciones de líquidos, Flujos fraccionales de gas, Saturaciones de gas por etapas.</p>



Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
PARAMETROS PARA REPORTES	Parámetros obtenidos del archivo para generar los reportes.	Datos generales del pozo y núcleo, Información editada, Parámetros Calculados para reportes tabulares y gráficas.
REPORTE PRELIMINAR	Información para reportes tabulares y gráficos.	Datos generales del pozo y del núcleo (s), Numeración de las tablas, Ediciones de las características del núcleo y del análisis, Tipos de formatos o machotes de una gráfica, Número de la gráfica que será impreso, Ajuste aplicado y su ecuación.
DATOS CONCATENADOS	Reporte final.	Reportes tabulares de las determinaciones petrofísicas y de los formatos gráficos.
INFORMACION OBTENIDA DE LA LITOLOGIA	Información del catálogo de litologías.	Tipos de litologías.
TIPOS DE ANALISIS	Tipo de análisis aplicado a las muestras del núcleo.	Indicador de: Pruebas Convencionales: Contenido de fluidos, Porosidad y Permeabilidad, Indicador de: Pruebas especiales: Factor de formación, Índice de resistividad, Saturación de agua, Presión capilar, Pruebas de desplazamiento.
FORMATO DESCRIPCION LITOLOGICA	Características de las litologías encontradas en el núcleo.	Litologías, Núcleo.
FORMATO PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	Procedimiento experimental empleado en las pruebas.	Descripción del procedimiento experimental.
FORMATO RESULTADOS	Características de los resultados obtenidos en las pruebas.	Descripción de los Resultados del análisis obtenido.



Continuación

<i>Flujo de Datos</i>	<i>Descripción</i>	<i>Elementos del Flujo de Datos</i>
FORMATO COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	Comentarios y conclusiones observados durante las pruebas del análisis.	Descripción de los comentarios y conclusiones.
FORMATO BIBLIOGRAFICO	Bibliografías consultadas durante la realización de las pruebas.	Descripción de las bibliografías consultadas.
DESCRIPCION LITOLOGICA	Información de las litologías.	Profundidades y litologías de las formaciones geológicas asociados al núcleo.
PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	Procedimiento empleado durante el análisis.	Procedimientos experimentales
RESULTADOS	Información de los resultados obtenidos en el análisis.	Resultados.
COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	Comentarios y conclusiones del análisis.	Comentarios y conclusiones.
BIBLIOGRAFIA	Bibliografía consultadas.	Ficha Bibliográficas
PRUEBA DE CONTENIDO DE FLUIDOS Y MUESTRA	Tipo de prueba convencional de contenido de fluidos aplicada a las muestras.	Análisis del contenido de fluidos: Nombre de las muestras, Profundidad, Peso de la muestra, volumen de roca, Volumen de mercurio inyectado, Temperatura del agua a 800 °F, a 1200 °F, Aceite observado y corregido, Peso de la muestra saturada.
PRUEBA DE POROSIDAD Y MUESTRA	Tipo de análisis convencional para calcular las porosidades en las muestras.	Prueba de porosidad: Nombre de la muestra, Tipo de análisis, Profundidad, Longitud, Diámetro, Volumen total de roca, volumen de sólido.
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADOS DE CONTENIDO DE FLUIDOS	Análisis de contenido de fluidos, datos de la prueba y sus resultados.	Análisis del contenido de fluidos, Número de Muestras, Profundidades, Peso de la muestra seca, Volumen de roca, Volumen de mercurio inyectado, Temperatura del agua a 800 °F, a 1200 °F,



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
		Volumen de aceite observado y corregido, Peso de la muestra saturada. Resultados: Densidad de la roca, Volumen: de roca, gas, aceite, agua, Porosidad, Saturación de aceite y agua.
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADOS DE POROSIDAD	Datos de la prueba y el resultado de las porosidades en las muestras.	Tipo de análisis, Nombres, Profundidades de cortes, Longitudes, Diámetros, Volúmenes de roca y sólidos de las muestras. Resultados: Porosidades, Volúmenes de poros de las muestras.
METODO DE CALCULO DE LA PERMEABILIDAD Y MUESTRA	Método a utilizar para obtener la permeabilidad a las muestras.	Tipo de método a utilizar por: orificios o fluómetro.
PRUEBA CON ORIFICIOS Y MUESTRA	Tipo de método aplicado en el análisis convencional a las muestras.	Tipo de Análisis (Método con orificios), Nombre de la Muestra, Unidad de presión de entrada (pulgadas de mercurio, Lb/pg ² o Kg/cm ²), Constantes de los orificios, Presiones manométricas de entradas y salidas, Resultado: Permeabilidad.
PRUEBA CON FLUOMETRO Y MUESTRA	Tipo de análisis convencional de permeabilidad empleando el aparato de fluómetro.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Presión de entrada manométrica, Volumen de gas, Tiempo, Temperatura, Resultado: Permeabilidad.



Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADO DE PERMEABILIDAD	Información de la permeabilidad.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Método por Orificios: Unidad de presión de entrada Constantes de los orificios, Presiones de entradas y salidas, Método por Fluómetro: Presión de entrada, Volumen de gas, Tiempo, Temperatura, Resultado: Permeabilidad.
PRUEBA DE FACTOR DE FORMACION Y MUESTRA	Tipo de análisis especial que se aplica a la muestra del núcleo seleccionada.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Resistividad, Salinidad, Temperatura, Densidad del agua, Multiplicadores, Lecturas diales, Mediciones de L_1 y L_2 , distancias P_1 y P_2 .
PRUEBA DE INDICE DE RESISTIVIDAD CON DATOS DE FACTOR DE FORMACION Y MUESTRA	Tipo de análisis especial que se aplica a la muestra seleccionada.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Datos de factor de formación, Multiplicadores, Lecturas diales, Mediciones de L_1 y L_2 , Distancias P_1 y P_2 .
PRUEBA DE SATURACION DE AGUA Y MUESTRA	Tipo de análisis especial que se aplica a la muestra seleccionada.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Volumen de poros, Peso semisaturada, Peso seca, Densidad del agua.
PRUEBA DE PRESION CAPILAR Y MUESTRA	Tipo de análisis especial que se le aplica a la muestra seleccionada.	Tipo de análisis, Nombre de la Muestra, Volumen de poros, Porosidad, Permeabilidad, Presiones, Calibración a cada lectura de presión (C), Lectura por etapas de presión alcanzada y de calibración (L).
PRUEBA DE DESPLAZAMIENTOS Y MUESTRA	Tipo de prueba especial de desplazamiento que se aplica a la muestra.	Tipo de prueba de desplazamiento con: Agua - Aceite y/o Gas - Aceite, Muestra.



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADO DE FACTOR DE FORMACION	Datos para calcular factor de formación.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Multiplicador, Lectura dial, Mediciones de L_1 y L_2 , Distancia P_1 y P_2 , Resistividad del agua, Temperatura, Salinidad, densidad del agua, Resultado de factor de formación.
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADO DE SATURACION DE AGUA	Datos para calcular saturación de agua.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Volumen de poros, Peso semisaturada, Peso seca, Densidad del agua. Resultado de la saturación.
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADO DE INDICE DE RESISTIVIDAD	Datos para calcular el índice de resistividad.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Multiplicador, Lectura dial, L_1 y L_2 , Distancia P_1 y P_2 , Resultado del índice de resistividad.
DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADOS DE PRESION CAPILAR	Datos para calcular parámetros de presión capilar.	Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Volumen de poros, Porosidad, Permeabilidad, Presiones, Calibración a cada lectura de presión (C), Lectura por etapas de presión y de calibración (L). Resultados: Saturaciones de agua por etapa, Permeabilidades relativas al agua y aceite, Relaciones de las permeabilidades, Saturación irreductible de agua, Saturación residual de aceite, Exponentes J y S.
PRUEBA CON SISTEMA AGUA - ACEITE Y MUESTRA	Tipo de análisis que utiliza el sistema de desplazamiento agua - aceite aplicada a la muestra.	Tipo de prueba de desplazamiento Agua - Aceite Nombre de la muestra.



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
<p>PRUEBA CON SISTEMA GAS - ACEITE Y MUESTRA</p>	<p>Tipo de análisis especial que utiliza el sistema de desplazamiento con gas - aceite que se aplica a la muestra seleccionada.</p>	<p>Análisis aplicado sistema gas - aceite, Nombre de la muestra.</p>
<p>DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADOS DEL SISTEMA AGUA - ACEITE</p>	<p>Datos de la prueba con que se calcula parámetros de prueba de desplazamiento sistema Agua - Aceite.</p>	<p>Tipo de análisis, Nombre de la muestra, Volumen de poros, tipo de agua (dulce o salada), Salinidad, Temperatura, Presión, Viscosidad del agua, Volúmenes recuperados de agua y su tiempo, Volumen recuperado de agua crítica, Temperatura, Presión, Viscosidad del aceite, Volúmenes recuperados de aceite y su tiempo, Presión, Viscosidad del agua incremento de agua, Aceite recuperado y su tiempo, Volumen recuperado de aceite y su tiempo de recuperación.</p> <p>Resultados:</p> <p>Marca de la prueba, Volumen recuperado de agua, Saturación de agua crítica, Relación de permeabilidad de aceite con saturación de agua crítica, Relación de aceite residual contra saturación de agua crítica, Relación de la permeabilidad al agua contra saturación de aceite residual, Saturaciones de agua por etapas, Permeabilidades relativas al agua y al aceite, Relación de permeabilidades relativas, Flujo fraccional de agua, Aceite recuperado, Volumen inyectado de agua, Prod. de agua.</p>



Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
<p>DATOS DE LA PRUEBA Y RESULTADOS DEL SISTEMA GAS - ACEITE</p>	<p>Datos de la prueba capturada para prueba de desplazamiento sistema gas - aceite y resultados obtenidos con esta prueba.</p>	<p>Análisis aplicado, Nombre de la muestra, Marca de la prueba, Temperatura, Presión, Viscosidad, Salinidad y Tipo de agua, Volúmenes recuperados de agua y su tiempo, Volumen recuperado de agua crítica, Temperatura, Presión, Viscosidad del aceite, Volúmenes recuperados de aceite y su tiempo, Presión de entrada y de salida, Viscosidad del gas, Volúmenes de aceite y gas recuperado, Tiempo de recuperación.</p> <p>Resultados:</p> <p>Permeabilidad al agua, Saturación de agua crítica, Relación de permeabilidad de aceite contra saturación de agua crítica, diferencia de presión, Permeabilidades relativas al gas y aceite, Relación de permeabilidades relativas gas y aceite, Saturación de líquidos, Flujo Fraccional de gas, Saturación de gas.</p>
<p>REPORTE TABULAR</p>	<p>Reporte tabulares de los núcleos de un pozo.</p>	<p>Datos generales del pozo y núcleo, Análisis realizados, Generación de resultados de tablas de los parámetros petrofísicos calculados, Número de tablas generadas, Información Editada.</p>
<p>REPORTE GRAFICO</p>	<p>Reporte de gráficas que se generan a partir de un análisis petrofísico.</p>	<p>Nombre y tipo de gráfica, Parámetros a graficar, pozo, Muestra, ϕ, K_L, Funciones de ajustes y su(s) ecuación(es), Número de gráfica.</p>



Continuación

Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
NUCLEO(S) SELECCIONADO(S)	Núcleos que serán reporteados.	Núcleos.
INFORMACION DE (LOS) NUCLEO(S)	Información contenida de los núcleos.	Datos generales del pozo y núcleo, Análisis Realizados, Muestras, etc.
INFORMACION FORMATEADA	Información de los núcleos y de los resultados que son formados en tablas.	Presentación del reporte, Información General del pozo y núcleo, Análisis realizados, Información editada, Generación de las tablas de los parámetros petrofísicos, Números de las tablas.
PARAMETROS FINALES DE IMPRESION	Reportes de los resultados realizados a los núcleos de un pozo.	Resultados del reporte impreso de parámetros petrofísicos.
NUMERO DE PAGINAS A IMPRIMIR	Número de páginas que serán impresas de un reporte realizado.	Número de página.
NUMERO DE PAGINAS	Páginas a imprimir.	Números de páginas.
REPORTE IMPRESO	Reporte técnico impreso de tablas y gráficas.	Reportes tabulares de las determinaciones petrofísicas y sus reportes gráficos.
FORMATO GRAFICO SELECCIONADO	Tipos de formatos a graficar.	Nombre de la gráfica, Tipo de gráfica..
PARAMETROS GRAFICAR	A Información de los datos que serán graficados.	Nombre del pozo, Porosidad, Permeabilidad, Muestra, Datos del análisis realizados.
DATOS GRAFICACION	DE Parámetros dibujados en pantalla.	Nombre de la gráfica, Tipo de gráfica, Nombre del pozo, Nombre de la muestra, Porosidad, Permeabilidad, Datos del análisis, número de la gráfica, Ajuste(s) seleccionado(s), Índice de correlación, ecuaciones de las funciones de ajustes.



Flujo de Datos	Descripción	Elementos del Flujo de Datos
GRAFICA AJUSTADA	Parámetros ajustados en las gráficas.	Nombre de la gráfica, Tipo de gráfica, Muestra, Porosidad, Permeabilidad, datos del análisis, Número de gráfica, Función de ajuste, Ecuación del ajuste.
PARAMETROS DEL DISPOSITIVO	Parámetros del dispositivo seleccionado para imprimir el reporte gráfico.	Nombre del dispositivo, Puerto, Resolución gráfica, Velocidad, Paridad, Dato del bit, Bit de parada, Dimensiones de la gráfica.
DATOS DE CONFIGURACION	Configuración del dispositivo seleccionado para la impresión de los reportes gráficos.	Dispositivo, Puerto, Resolución Gráfico, Velocidad, Paridad, Dato del bit, Bit de parada, Dimensiones de la gráfica.
IMPRIME PARAMETROS DE LA GRAFICA	Parámetros gráficos que serán impresos por el dispositivo activo.	Dispositivo, Puerto, Resolución gráfica, Velocidad, Paridad, Dato del bit, Bit de parada, Dimensiones de la gráfica, Nombre de la gráfica, Tipo de gráfica, Muestra, Porosidad, Permeabilidad, Número de la gráfica, Función de ajuste, Ecuación del ajuste.
GRAFICA IMPRESA	Gráfica impresa en papel.	Nombre de la gráfica, Tipo de gráfica, Permeabilidad, Porosidad, Datos del análisis, Número de la gráfica, Función de ajuste, Ecuación de la función, Dispositivo de salida, Dimensiones de la gráfica.

2.10 DICCIONARIO DE DATOS.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Nombre del pozo del que se obtendrá la información	Pozo	Carácter	1	20				no
Entidad o área geográfica en la que se divide PEMEX	Region	Carácter	1	20				no
Distribuciones operativas de las regiones	Distrito	Carácter		20				no
Area en donde se ubica el pozo que será perforado	Campo	Carácter		20				no
Altura de referencia donde se encuentra la Mesa rotaria de perforación	EMR	Real		1	0 - 1000	metros		no
Unidad de referencia de la mesa rotatoria	Mt_Rot	Carácter	1	7				no
Número del núcleo al que se le aplicará el análisis	Nucleo	Integer		1	1 - 99			no
Formación geológica en la que atravesó el pozo en la perforación	Formación	Carácter	1	30				si
Densidad del aceite encontrado en la formación geológica	Dens_Ac	Real		1	0.0001 - 9000	°API		si
Salinidad del agua encontrado en la formación geológica	Salin_Agua	Real		1	0.0001 - 1000000	ppm		si
Cima de corte del Intervalo del núcleo	Int_Rec1	Real		1	0.0001 - 10000	metros		no
Base del corte del núcleo por debajo de la cima	Int_Rec2	Real		1	0.0001 - 10000	metros		no
Longitud recuperada del intervalo nucleado	Long_Rec	Real		1	0 - 50	metros		no
Profundidad a la que fue obtenido el Núcleo	ProfLit	Real		11	0 - 10000	metros		si

Continuación

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Descripción de la formación geológica en litología en el intervalo cortado del núcleo	DescLit	Carácter	11	21			si	
Area Operativa o compañía que llevó a cabo el muestreo del núcleo	Muest_por	Carácter	1	30				no
Area operativa o compañía a la que fue enviado el núcleo	Env_A	Carácter	1	30				no
En que medio fue transportado el núcleo	Env_En	Carácter	1	30			si	
Fecha en la que fue enviado el núcleo	Fec_Envío	Carácter	1	8		D/M/A		no
Fecha en el que fue recibido el núcleo	Fec_Recep	Carácter	1	8		D/M/A		no
Fecha en el que el núcleo fue cortado	Fec_Cort	Carácter	1	8		D/M/A		no
Tipo de Corte que se emplea para la obtención del Núcleo	Tipo_Corte	Carácter	2	30				no
Tipo de fluido empleado en la perforación	Tip_Fluido	Carácter	1	20				no
Densidad del fluido empleado en la perforación	Densidad	Real		1	0 - 1000	°API		no
Unidades de la densidad del fluido de perforación	Grad_Gramo	Carácter	1	7		°API		no
Viscosidad del fluido empleado en la perforación	Viscosidad	Real		1	0 - 1000	SEG.MAR SH		no
Salinidad contenido en el fluido de perforación	Sal_del_fluido	Real		1	0 - 1000000	ppm		no
Grado de acidez del fluido de perforación	PH	Real		1	0 - 1000			no



Continuación

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Perdida de agua en el fluido de perforación	PerdAgua1	Real		1	0 - 10000	c ³		no
Cantidad inyectada de agua en la perforación	PerAgua2	Real		1	0 - 10000	c ³		no
Análisis requerido por compañía, laboratorio, etc.	Requer	Carácter	2	30			si	
Persona responsable que aplicó el análisis en el laboratorio	Opero	Carácter	1	30				no
Persona que realizó mediciones	Calculo	Carácter	1	30				no
Persona que supervisa el análisis y realiza las observaciones	Reviso	Carácter	1	30			si	
Lugar en donde se realizaron las pruebas	Lugar	Carácter	1	30				no

A continuación también se detallan algunas variables, que sirven como identificadores de las marcas de los análisis que se lleva a cabo en el laboratorio para el núcleo correspondiente, éstos pueden ser **Análisis Convencionales (A.C.)** y **Pruebas Especiales (P.E.)**.

Marcas de los **Análisis Convencionales (A. C.)** requeridos.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Prueba del Contenido de Fluidos de las muestras del núcleo	Cont_Fluido	Carácter	1	1				no
Prueba de porosidad a las muestras	Porosidad	Carácter	1	1				no
Prueba de Permeabilidad a las muestras	Permeabilidad	Carácter	1	1				no



Marcas de las Pruebas Especiales (P. E.) requeridos a las muestras seleccionadas.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Prueba de Factor de formación aplicado a las muestras	Fact_Form	Carácter	1	1			si	
Prueba de Índice de resistividad aplicado a las muestras	I_Res	Carácter	1	1			si	
Prueba de Presión Capilar aplicadas a las muestras	Pres_Cap	Carácter	1	1			si	
Pruebas de Desplazamiento aplicadas a las muestras	Prueb_Desp	Carácter	1	1			si	

Descripciones de las ediciones para el campo memo.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Edición de la descripción y característica de la litología	DeLito	memo			19800 caracteres		si	
Edición de las bases del procedimiento experimental	DePExp	memo			19800 caracteres		si	
Edición de los resultados obtenidos	EdResul	memo			19800 caracteres		si	
Edición de lo que se comenta y se concluye en los análisis	EdCConc	memo			19800 caracteres		si	
Edición de las fichas bibliográficas consultadas para la elaboración del procedimiento de análisis	EdBiblio	memo			19800 caracteres		si	



Datos de la prueba del **Contenido de Fluidos (A. C.)**

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Número consecutivo de las muestras	MuestraCon	Byte		1	1 - 15			no
Profundidad de Corte de la muestra en relación al núcleo	Profundidad	Real		1	0.1 - 10000	metros		no
Peso de la muestra seca	Peso_Muestra1	Real		1	0.001 - 1000	gr		no
Vol. de roca contenido en la muestra	Vol_Roca	Real		1	0.001 - 1000	cm ³		no
Vol. de mercurio inyectado a la muestra	Vol_Hg	Real		1	0.001 - 100	cm ³		no
Vol. de agua a temperatura de la prueba	Agua_800	Real		1	0.001 - 100	cm ³		no
Vol. de agua a otra temperatura de la prueba	Agua_1200	Real		1	0.0001 - 1000	°F		no
Aceite observado en la prueba	Aceite_Observado	Carácter	1	7			si	
Cantidad de aceite Corregido en la prueba	Aceite_Corregido	Real		1	0.001 - 100			no
Peso de la muestra saturada	Peso_Muestra2	Real		1	0.1 - 1000	gr		no

Datos de las Muestras.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Núm. de Clasificación de las Muestras	Muestra	Carácter	1	9				no
Profundidad del corte de la muestra respecto al núcleo	Prof	Real		1	0.1 - 10000	metros		no
Long. de la muestra	Long	Real		1	0.1 - 10	cm		no
Diámetro de la muestra	Diam	Real		1	0.1 - 10	cm		no



Cálculo de la porosidad (A. C.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Volumen de roca contenida en la muestra	Vr	Real		1	0.01 - 100	cm ³		no
Volumen total de sólidos en la muestra**	Vs	Real		1	0.01 - 100	cm ³		no
Volumen de poros contenidos en la muestra *	Vp	Real		1	0.001 - 50	cm ³		no

Nota:

*Se utiliza también en el cálculo de la saturación de agua y en presión capilar y prueba de desplazamiento.

** Se utiliza también en las pruebas de desplazamientos (P. E.)

Datos para el cálculo de la permeabilidad con orificios (A. C.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se aplica permeabilidad	Muestra	Carácter	1	9				no
Unidad de conversión para el cálculo de la permeabilidad	Unidad	Byte		1	pg de Hg Lb/pg ² Kg/cm ²	Rango seleccionado		no
Constantes de los orificios calibrados del permeámetro	Orificio	Real		3	0 - 10			no
Presión de entrada manométrica al que se somete la prueba	PEM	Real		3	0.01 - 500	De la unidad seleccionada		no
Presión de salida manométrica	PMS	Real		3	0.01 - 200	Pg H ₂ O		no



Datos para el cálculo de la Permeabilidad con Fluómetro (A. C.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica permeabilidad	Muestra	Carácter	1	9				no
Presión de entrada manométrica a la muestra	Presión	Real		1	0.1 - 50	Kg/cm ²		no
Volumen de gas medido	Volumen	Real		1	0.1 - 20	c ³		no
Temperatura a la que se sometió la muestra	Temperatura	Real		1	0.1 - 100	°C		no
Tiempo de recorrido de una burbuja de jabón entre dos puntos	Tiempo	Real		1	0.01 - 120	seg.		no

Datos para la prueba de Factor de Formación (P. E.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica la prueba de factor de formación	Muestra	Carácter	1	9				n
Salinidad aproximada del agua de la formación con que fue saturada la muestra	SalF	Real		1	0.01 - 1000000	ppm		si
Resistividad del agua de formación con que fue saturada la muestra	Rwf	Real		1	0.1 - 1000	Ω - m		no
Temperatura de la prueba de factor de formación	Temf	Real		1	0.1 - 100	°C		si
Lectura del multiplicador obtenido del aparato de laboratorio	MultF	Real		1	0.01 - 1000			no



Continuación

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Lectura dial del aparato de laboratorio	LectF	Real		1	0.01 - 1000			n
Lectura de observación L1	L1f	Real		1	0.0001 - 1			no
Lectura de observación L2	L2f	Real		1	0.0001 - 1			no
Medición del punto interno del cilindro contenedor de la muestra (tapón) *	P1yP2f	Real		1	0.0001 - 1	metros		no
Área transversal de la muestra**	Area	Real		1	0.001 - 1	m ²		no

Nota:

* Se utiliza también en el cálculo de índice de resistividad.

** Se utiliza también en el cálculo de índice de Resistividad y en las pruebas de desplazamientos.

Datos de la prueba de Índice de Resistividad (P. E.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica la prueba de Índice de resistividad	Muestra	Carácter	1	9				no
Lectura del multiplicador obtenido del aparato de laboratorio	Multf	Real		1	0.01 - 1000			no
Lectura dial medida	Lectf	Real		1	0.01 - 1000			no
Lectura observado L1	L1f	Real		1	0.0001 - 1			no
Lectura observado L2	L2f	Real		1	0.0001 - 1			no



Datos de la prueba de Saturación de Agua (P. E.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica la prueba de Saturación de Agua	Muestra	Carácter	1	9				no
Densidad del agua de formación	Dw	Real		1	0.001 - 100	gr/cm ³		no
Peso de la muestra semisaturada	Psat	Real		1	0.01 - 1000	gr		no
Peso de la muestra sin saturar (seca)	Pseca	Real		1	0.01 - 1000	gr		no

Datos para la prueba de Presión Capilar (P. E.)

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica la prueba de Presión Capilar	Muestra	Carácter	1	9				no
Lectura de la Presión Capilar	Pc	Real		9	0.01 - 100	kg/cm ²		no
Lectura de calibración por etapas de presión capilar (C)	Calib	Real		9	0.001 - 10			no
Lectura por etapas de presión y de calibración (L)	Lect	Real		9	0.001 - 10			no



Datos para los sistemas de desplazamientos con: Agua - Aceite y Gas - Aceite (P. E.)
 Sistema Agua - Aceite o Gas - Aceite.

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Muestra a la que se le aplica la prueba de despl.: Agua - Aceite y Gas - Aceite	Muestra	Carácter	1	9				no
Tipo de agua con que se hizo la prueba Agua	Tip_Agua	Carácter	1	9	Dulce Salada			no
Salinidad del agua de saturación de la muestra	Salin_Agua2	Real		1	0.0001 - 1000000	ppm	si	
Temperatura a la que se sometió la prueba	Temp	Real		1	0.01 - 100	°C	si	
Diferencia de presiones para el tipo de agua	dPKw	Real		1	0.01 - 100	atm		no
Viscosidad del agua	muw	Real		1	0.001 - 100	cp		no
Volumen de agua recuperada por etapas de las pruebas	VwKw	Real		16	0.001 - 100	cm ³		no
Tiempo de recuperación del agua destilada	Tkw	Real		16	0.1 - 10000	seg.		no
Volumen crítica de agua recuperada	VRecw	Real		16	0.001 - 100	c ³		no
Temperatura del aceite en la prueba	TKo	Real		1	0.01 - 100	°C	si	
Diferencia de presiones en la prueba con aceite	dPKo	Real		1	0.01 - 100	atm		no
Viscosidad del aceite	muo	Real		1	0.01 - 100	cp		no
Volumen de Aceite recuperado mediante la prueba	VoRec	Real		16	0.001 - 100	c ³		no
Tiempo de recuperación del aceite	TiemKo	Real		16	0.1 - 10000	seg.		no

Estas variables se utilizan tanto para sistema de desplazamiento con Agua - Aceite y Gas - Aceite



Sistema de desplazamiento con **Agua (Agua - Aceite) (P. E.)**

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Viscosidad del agua de saturación de la muestra	mw_Sor	Real		1	0.01 - 100	cp		no
Presión a la que se sometió la prueba	dPSor	Real		1	0.01 - 100	atm		no
Volumen de aceite recuperado mediante la prueba	DVoSor	Real		16	0.001 - 100	c ³		no
Volumen incremental de agua recuperada	DVwSor	Real		16	0.001 - 100	c ³		no
Tiempo medido en las etapas de recuperación de aceite y agua	TSor	Real		16	0.1 - 10000	seg.		no
Volumen de aceite recuperado en relación al agua	VoKwSor	Real		16	0.001 - 100	c ³		no
Tiempo en las etapas de recuperación del Volumen de aceite	TKwSor	Real		16	0.1 - 10000	seg.		no

Sistema de desplazamiento **Gas - Aceite (P. E.)**

Descripción	Mnemónico	Tipo	Long.	Núm. de Elementos	Rango	Unidad de medida	Valor Nulo	
							S	N
Presión de entrada manométrica	dPEG	Real		1	0.01 - 100	atm		no
Presión de salida manométrica	dPSG	Real		1	0.01 - 100	atm		no
Viscosidad del gas empleado	mug	Real		1	0.001 - 100	cp		no
Volumen de aceite recuperado	VoRecg	Real		16	0.001 - 100	cm ³		no
Volumen de gas recuperado	VgRec	Real		16	0.0001 -	cm ³		no
Tiempo medido en las etapas de recuperación	Tg	Real		16	0.1 - 100000	seg.		no

Analizando la información, a través de un caso práctico, se especifican tres pasos iniciales: descripción del problema a resolver, análisis de requisitos del usuario y análisis de factibilidad. Dividiendo el problema en bloques, por medio de diagramas de flujos de datos, se presenta un análisis del sistema como cimiento de su construcción. Se documenta cada diagrama de flujo, flujos de datos, procesos y se resume la información en un diccionario de datos. Con base en todo ésto, en el capítulo siguiente se desarrolla el diseño, consecuencia de este análisis.



Capítulo 3.

DISEÑO DEL SISTEMA

El objetivo en la fase de diseño del sistema (PETRO), es lograr hacer un sistema útil, amigable y lo más general posible.

Ya que, se eligió un paradigma de diseño estructurado, el sistema se desarrollará en módulos comandados por menús de opciones que den acceso a cada módulo, submódulo o funciones.

A continuación se describen jerárquicamente cada uno de los componentes.

3.1 Menú principal.

Como se ha dicho siguiendo un desarrollo de tipo estructurado, para el diseño de este sistema se contemplarán cuatro módulos principales (fig. 3.1) que estarán disponibles al usuario a través de un **menú principal** (fig. 3.1.1). Cada uno de ellos tendrán funciones específicas y a su vez se subdividirán en submódulos y éstos en funciones y procedimientos.

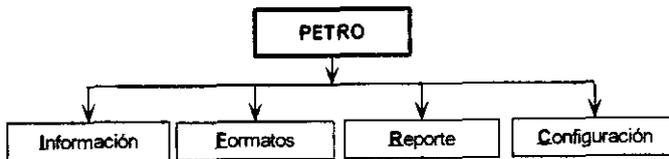


Figura 3.1 Módulos principales del sistema PETRO.

Descripción general de los módulos que conforman el sistema PETRO. Figura 3.1.1:

- **Módulo de Información:** Permitirá manejar la información relacionada con la captura de datos y de resultados obtenidos de las pruebas.
- **Formatos:** Permitirá seleccionar los diferentes tipos de gráficas (formatos gráficos), que están relacionadas con los resultados del análisis de las pruebas realizadas, seleccionando posteriormente los archivos para cada tipo de gráfica (ej. Formatos, Información → Leer → Formatos).
- **Reporte:** Presentará el reporte gráfico del formato seleccionado por pantalla, junto con los datos leídos, proporcionando información adicional de los ajustes para estos datos. También, generará los reportes tabulares de las pruebas de los núcleos de un pozo.
- **Configuración:** Configuraré el dispositivo de salida externa conectado a la PC, para reporte de gráficas.



```

PPPPPP  EEEEEEE  TTTTTT  RRRRRR  00000
PP PP   EE E   I IT T  RR RR  00 00
PP PP   EE E   IT      RR RR  00 00
PPPPPP  EEEE    IT      RRRRR  00 00
PP      EE E   IT      RRRR   00 00
PP      EE E   IT      RR RR  00 00
PPPP    EEEEEE  TTTT   RRR RR  00000
    
```

Permite visualizar la Información

Fig. 3.1.1 Menú principal del sistema.

A continuación se describen estos módulos, que rigen el comportamiento funcional del sistema.

3.2 Módulo de Información.

Este módulo se encargará de manejar: captura de datos, cargar información de archivos, modificar y respaldar la información existente en memoria, así como el permitir cambiar de subdirectorios donde se almacenará la información.

- a) **Submódulo de Datos a Capturar.** Se encargará de capturar los datos provenientes del laboratorio para el análisis petrofísico (fig. 3.2), mediante diferentes formatos de captura, también se encargará de verificar, validar y calcular parámetros petrofísicos derivados con la información proporcionada que se está capturando. La presentación de estos resultados de muchas de las capturas se mostrará en forma de tablas. De estas capturas y resultados, se generarán archivos para cada formato gráfico.

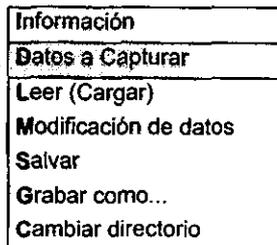


Fig. 3.2 Permite capturar la información general del pozo, núcleo y la información de las pruebas realizadas de un análisis petrofísico, etc.



- b) **Submódulo de Leer (Cargar).** Se encargará de leer los archivos existentes: por un lado los archivos de núcleos (NUCLEO*.PET) y por otro lado los archivos de formatos gráficos (*.FM#) (# es el número del formato gráfico seleccionado). El nombre del archivo, será visible en la parte derecha del menú principal.
- **Submódulo de Núcleos.** Se encargará de leer los datos de un archivo de núcleos de un pozo al que se realizan los análisis petrofísicos (fig. 3.3).

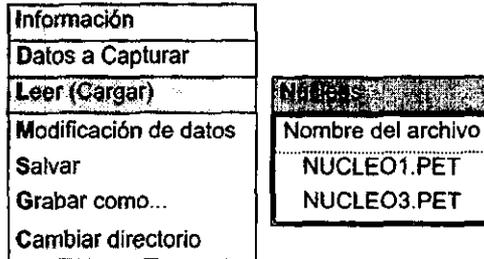


Fig. 3.3 Permite leer archivo del tipo núcleo.

- **Submódulo de Formatos.** Se encargará de leer archivos de datos resultantes del análisis aplicados a las muestras de núcleo (fig. 3.4), estos archivos son generados cuando se calculan los parámetros petrofísicos. Esta opción se ejecutará seleccionando primero el tipo de gráfica (formato gráfico), del módulo de formatos.

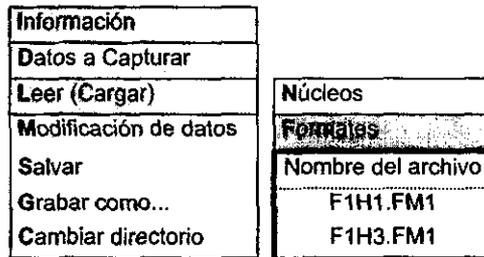


Fig. 3.4 Permite leer archivos de tipo formato gráfico.

- c) **Submódulo de Modificación de datos.** Permitirá hacer modificaciones a la información de algún archivo en memoria ya sea de tipo: núcleo o de formato gráfico (fig. 3.5).

Información
Datos a Capturar
Leer (Cargar)
Modificación de datos
Salvar
Grabar como...
Cambiar directorio

Fig. 3.5 Modifica archivo en memoria (NUCLEO*.PET o F*.FM#).

- d) **Opción de Salvar.** Se encargará de guardar la información sobre el mismo archivo cargado en memoria (fig. 3.6).

Información
Datos a Capturar
Leer (Cargar)
Modificación de datos
Salvar
Grabar como...
Cambiar directorio

Fig. 3.6 Salva la información.

- e) **Submódulo de Grabar como...** . Permitirá grabar la información de un archivo existente en memoria con otro nombre ya sea de tipo núcleo o formato. Para el tipo núcleo, se deberá escribir NUCLEO y su número (fig. 3.7).

Información
Datos a Capturar
Leer (Cargar)
Modificación de datos
Salvar
Grabar como...
Cambiar directorio

Nuevo Archivo

Fig. 3.7 Salva la información a otro archivo.

- f) **Submódulo de Cambiar directorio.** Permitirá cambiar el directorio de trabajo (por omisión se tiene el directorio c:\petroltrabajo) en donde se almacenará toda la información capturada y procesada (fig. 3.8).

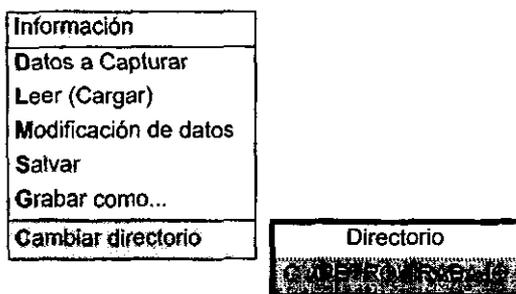


Fig. 3.8 Permite cambiarse de directorio.

3.3 Módulo de Formatos (tipos de gráficas).

Contiene los diferentes tipos o nombres de las gráficas con las cuales se va a generar el reporte de análisis petrofísico (leyendo sus archivos de parámetros calculados por las distintas pruebas, que se encuentran en el módulo de Información → Leer → Formatos). Existen en total quince formatos gráficos en los cuales se subdividirá el módulo.

- a) **Opción de Presión Capilar.** Contiene el formato gráfico de la prueba de presión capilar (fig. 3.9), que se realizan a las muestras del núcleo y que junto con los datos cargados se plasmarán en el reporte de gráficas.

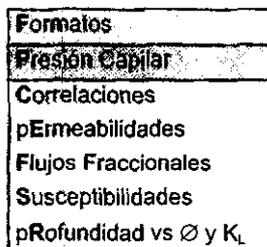


Fig. 3.9 Selección el tipo de formato gráfico "Presión Capilar sistema Mercurio - Aire".

- b) **Submódulo de Correlaciones.** Submódulo en la que se presentaran las diferentes correlaciones (fig. 3.10), fijándose para ello una escala de graficación:

- **Opción de Formación contra ϕ .** Establece el formato de la gráfica para correlacionar los parámetros de factor de formación (F_r) y la porosidad (ϕ), estos parámetros son calculados por sus respectivas pruebas (F_r y ϕ).
- **Opción de Formación contra K_L .** Establece el tipo de gráfica que correlaciona el F_r y la Permeabilidad (K_L).
- **Opción Índice contra S_w .** Tipo de gráfica para correlacionar el índice de resistividad (I_R) y la saturación de agua (S_w).

- **Opción de Porosidad contra K_L .** Formato de la gráfica que establece la correlación entre estas propiedades.

Formatos	<table border="1"> <tr> <td>Formación vs ϕ</td> </tr> <tr> <td>Formación vs K_L</td> </tr> <tr> <td>Indice vs S_w</td> </tr> <tr> <td>Porosidad vs K_L</td> </tr> </table>	Formación vs ϕ	Formación vs K_L	Indice vs S_w	Porosidad vs K_L
Formación vs ϕ					
Formación vs K_L					
Indice vs S_w					
Porosidad vs K_L					
Presión Capilar					
Correlaciones					
pErmeabilidades					
Flujos Fraccionales					
Susceptibilidades					
pRofundidad vs ϕ y K_L					

Fig. 3.10 Selecciona los tipos correlaciones.

- c) **Submódulo de Permeabilidades.** Permitirá mostrar los tipos de gráficas generadas con permeabilidades relativas y con las relaciones de permeabilidades efectuadas en las pruebas especiales (fig. 3.11).

- i) **Opciones del submódulo de permeabilidades Relativas.**
 Muestra los formatos gráficos de las distintas permeabilidades relativas (fig. 3.11):

- **Opción de Agua - Aceite.** Nombre de la gráfica de permeabilidades relativas de agua - aceite, con el que se reportan los datos calculados de ésta prueba.
- **Opción de Gas - Aceite.** Establece el nombre de la gráfica de la permeabilidad relativa del gas - aceite, este formato gráfico representa la correlación entre estos parámetros.
- **Opción de Presión capilar.** Establece el formato para graficar permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar.

Formatos	<table border="1"> <tr> <td>relativas</td> <td>relaciones</td> </tr> <tr> <td>Gas - Aceite</td> <td>Presión Capilar</td> </tr> </table>	relativas	relaciones	Gas - Aceite	Presión Capilar
relativas		relaciones			
Gas - Aceite		Presión Capilar			
Presión Capilar					
Correlaciones					
pErmeabilidades					
Flujos Fraccionales					
Susceptibilidades					
pRofundidad vs ϕ y K_L					

Fig. 3.11 Selecciona el tipo de gráfica de las diferentes permeabilidades relativas y las de relación de permeabilidades.



ii) **Opciones del submódulo de Relación de Permeabilidades.** Módulo que agrupa los formatos de las relaciones de permeabilidades (fig. 3.12):

- **Opción Agua - Aceite.** Gráfica de relación de permeabilidades agua - aceite.
- **Opción Gas - Aceite.** Establece la gráfica de relación de permeabilidades gas - aceite.

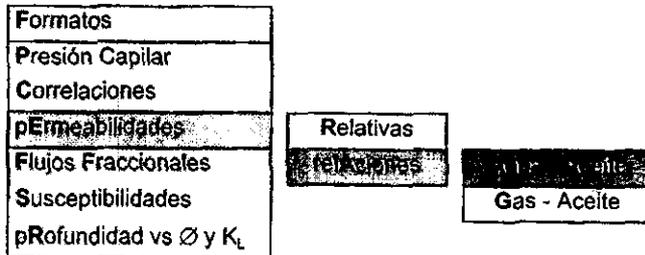


Fig. 3.12 Selección del formato gráfico: "Relación de permeabilidades Agua -Aceite o Gas - Aceite".

d) **Opciones del submódulo de Flujos Fraccionales.** Módulo que clasifica la representación gráfica de flujos fraccionales (fig. 3.13):

- **Opción del flujo fraccional al Agua.** Fija la escala para la gráfica de flujo fraccional al agua de las pruebas de desplazamiento.
- **Opción del flujo fraccional al Gas.** Fija la escala para la gráfica de flujo fraccional con gas, de las pruebas de desplazamiento.

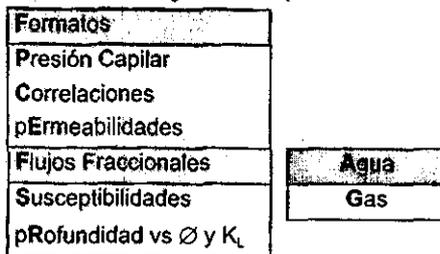


Fig. 3.13 Selección de las gráficas flujo fraccional al agua o al gas.

e) **Opciones del submódulo de Susceptibilidades.** Módulo que clasifica los tipos de susceptibilidades de pruebas de desplazamiento (Fig. 3.14):

- **Opción de susceptibilidad al Agua - Salada.** Gráfica que establece la escala para los parámetros de susceptibilidad al agua salada.
- **Opción de susceptibilidad al Agua - Dulce.** Establece los parámetros para la gráfica que corresponde a este tipo de pruebas que son consideradas de las pruebas de desplazamiento.

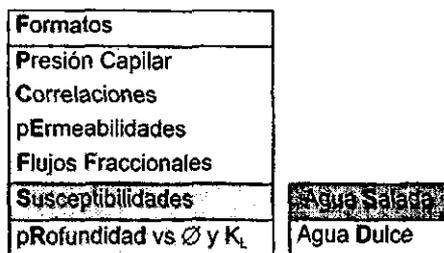


Fig. 3.14 Selección de los tipos de gráfica: Susceptibilidad al Agua Salada o Agua Dulce.

- f) **Opción de Profundidad contra Porosidad y Permeabilidad.** Fija las escalas para este tipo de gráfica, en las que se grafica profundidad contra Porosidad (ϕ) y profundidad contra permeabilidad (K_f) (fig. 3.15).

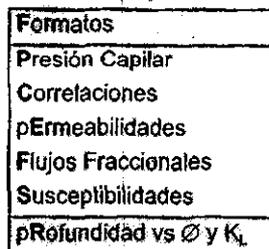


Fig. 3.15 Selección de la gráfica de profundidad contra ϕ y K_f .

Nota: Las escalas se encuentran predefinidas cuando se selecciona el tipo de gráfica. Cada una de estas gráficas puede ser desplegada en la resolución correspondiente al dispositivo de salida seleccionado (ej. se puede imprimir a dimensión de: 12 cm de alto por 10 cm de ancho, o cambiar a otra resolución establecida por el usuario). El mecanismo para generar una gráfica será: seleccionar el tipo de gráfica (módulo de formatos), después seleccionar el archivo (módulo información), ir al módulo de reporte y seleccionar la opción de pantalla para presentar los datos en ella.

3.4 Módulo de Reporte.

Se encargará de manipular la información necesaria para la generación de un reporte, ya sea de tipo gráfica (generándose el trazado de los datos con varios ajustes) o bien de reportes tabulares del análisis petrofísico.

- a) **Opción de Pantalla.** La figura 3.16, se encargará de presentar el formato gráfico elegido (módulo de formatos) y los datos contenidos en el archivo para plasmarlos en la pantalla. Es aquí donde se eligen los diferentes tipos de ajustes para posteriormente ser reportados.



Reporte
Pantalla
Dispositivo
Tablas

Fig. 3.16 Visualiza la gráfica en pantalla

- b) **Opción de Dispositivo.** Se encargará de enviar la gráfica seleccionada al dispositivo que se encuentre configurado y conectado a la PC (fig. 3.17).

Reporte
Pantalla
Dispositivo
Tablas

Fig. 3.17 Reporta la gráfica seleccionada al dispositivo de salida.

- c) **Opción del submódulo de Tablas.** Permitirá reportar los datos en forma tabular de los parámetros petrofísicos a impresora (fig. 3.18). También permitirá seleccionar o enviar un conjunto específico de páginas que se quieran reportar (fig. 3.19).
- **Opción del submódulo de Núcleos.** Permitirá seleccionar un conjunto de núcleos de los cuales se van a obtener los reportes tabulares por impresora (fig. 3.18).

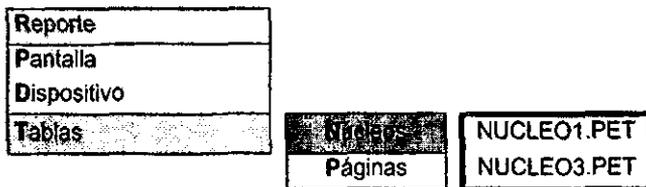


Fig. 3.18 Obtiene el reporte petrofísico tabular de los núcleos seleccionados.

- **Opción del submódulo de Páginas.** Permitirá imprimir un rango o conjunto de páginas específicos de un reporte, seleccionando el o los archivos de núcleos (fig. 3.19).

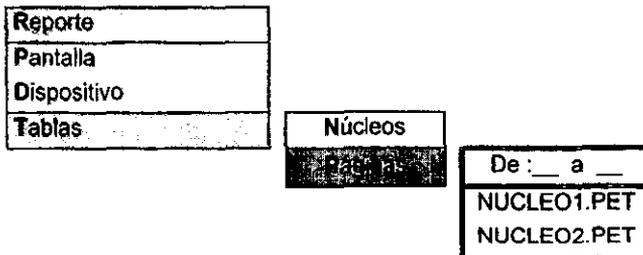


Fig. 3.19 Obtiene páginas de un reporte petrofísico realizado.



3.5 Módulo de Configuración.

En este módulo se configuran los dispositivos de salida (fig. 3.20), para obtener los reportes de las gráficas en papel. Cabe señalar, que existe un archivo de configuración para cada dispositivo.

- **Submódulo de Dispositivo.** Permitirá elegir el dispositivo (impresora o graficador) que se encuentra en la lista, para obtener el reporte de las gráficas.
- **Submódulo de Resolución.** Se encargará de seleccionar la resolución gráfica del papel para obtener el reporte de las gráficas.
- **Submódulo de Puerto.** Seleccionará el puerto por donde se conectará el dispositivo de salida.

Nota. Si el puerto que se eligió fue serial, entonces se tendrán las siguientes opciones:

- **Submódulo de Velocidad.** Permitirá seleccionar la velocidad de transmisión con la que se imprimirá el reporte de las gráficas.
- **Submódulo de Paridad.** Permitirá seleccionar la paridad en la transmisión.
- **Submódulo de Dato del Bit.** Permitirá seleccionar el bit de dato, para la transmisión.
- **Submódulo del Bit de Parada.** Permitirá seleccionar el bit de parada en la transmisión.
- **Opción de Dimensionada?** Permitirá definir si la gráfica a reportar tendrá una dimensión preestablecida (Activa/Desactiva marca de dimensión).

Configuración		
Dispositivo	HP LaserJet/Desk Jet	Epson FX/IBM ProPrinter
Resolución	LandMed	Epson LQ
Puerto	LPT1	IBM ProPrinter X24
Velocidad (Baud)	9600	IBM QuietWriter
Paridad	None	Toshiba P321
Dato del Bit	Data8	HP LaserJet
Bit de Parada	Stop2	HP PaintJet
Dimensionada?	X	PostScript
		HP7470
		HP7475
		HP7550
		HP7585

Fig. 3.20 Configura el dispositivo de salida, para reportes gráficos.



Los módulos descritos anteriormente que forman el diseño están separados para una mejor interpretación y comprensión del sistema, ya que cada uno de éstos pueden ser modificados sin que se vean afectados los otros.

3.6 El Modelo del Sistema.

Para alcanzar los objetivos del sistema, el modelo tendrá las siguientes características:

- La interfaz de usuario debe ser gráfica, con apoyo de una interfaz en formato de texto apropiada.
- Debe ser divisible, ésto es, permitir que el sistema sea visto en segmentos, en forma descendente.
- Debe ser consecuencia del análisis estructurado, definido en el capítulo anterior.
- Formar parte de la documentación básica del sistema.
- Permitir mantener y/o modificar el sistema.

Descripción de las partes que componen el modelo.

1. **Manejador de pantalla.** Permitirá la interacción usuario-máquina, facilitando la captura de la información y la presentación de la misma.
2. **Manejador de módulos y de pantalla.** El sistema tendrá un manejador de módulos, el cual tendrá como función las siguientes tareas:
 - Definir los módulos como una lista de opciones (funciones) con claves para la selección de cada una de ellas, desplegándose en forma de cascada para elegir la selección deseada.
 - Definir una breve descripción de las claves usadas.
 - Definir el módulo, describiendo brevemente la opción en donde se encuentre posicionado.
 - Mantener desplegada una breve ayuda para el manejo del sistema, en donde se encuentre posicionado el usuario al navegar por el sistema.
 - En las capturas de la información, desplegar una breve descripción del tipo de error en que incurrió.
 - En las capturas de la información, poder salir en cualquier punto en donde se encuentre posicionado.
 - Presentar los módulos en forma de cascada y dar una breve descripción.

3.7 La arquitectura del sistema.

El objetivo al describir la arquitectura del sistema es lograr ir de los niveles más generales a los niveles más particulares de cada una de los subprogramas.

A continuación se describe en forma gráfica la arquitectura general del sistema (PETRO), figura 3.21. Con este diseño, se muestra la forma de navegación de dicho sistema.

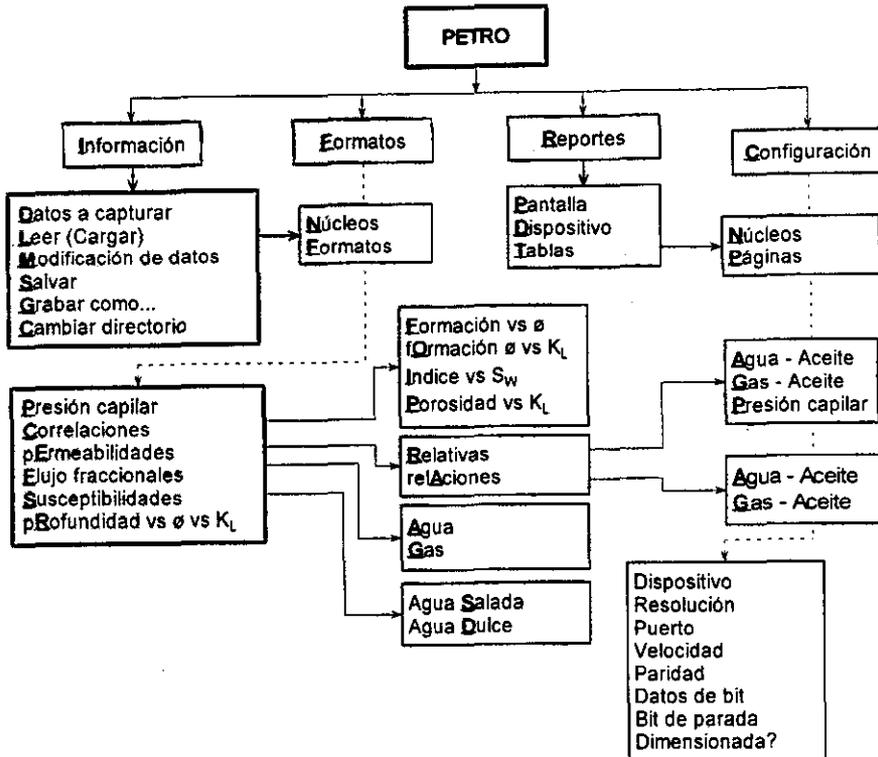


Fig. 3.21. Diagrama de arquitectura del sistema.

3.8 Pantallas de capturas y de gráficas del sistema.

A continuación se presenta el diseño de las pantallas de capturas y de reportes propuesto por el sistema.

Para diseñar los diálogos del sistema con el usuario; en la alimentación de los datos, como el manejo de las pantallas, se consideraran los siguientes aspectos:



- Diseño de pantallas de textos y gráficas.
- Manejo de menú.
- Mensaje de errores.
- Ayudas.

Diseño de pantallas.

Se tendrán varios diseños de pantallas en el sistema:

Pantalla de presentación del sistema. En esta pantalla se presentaran los siguientes rubros:

- Créditos: serán aquellos datos que describen el sistema como: versión, lugar donde se realizó el sistema y año, área de desarrollo, empresa, título del sistema.
- Área del cliente: Lugar donde reside las ventanas del menú, logotipo del sistema, etc.
- Barra de estado: Se presentará una línea dedicada a las teclas maestras o de control; para el manejo del menú, opciones de éstas, captura de información, entre otras.
- Barra de descripción: Será para describir la opción por donde el usuario se encuentre navegando sobre el menú y las opciones principales del sistema.
- Barra de formato elegido: Se tendrá una línea especial por donde se desplegará el formato gráfico seleccionado.
- Archivo seleccionado: Área en donde se visualizará el archivo seleccionado.

La pantalla de presentación se mostrará como la figura 3.22.

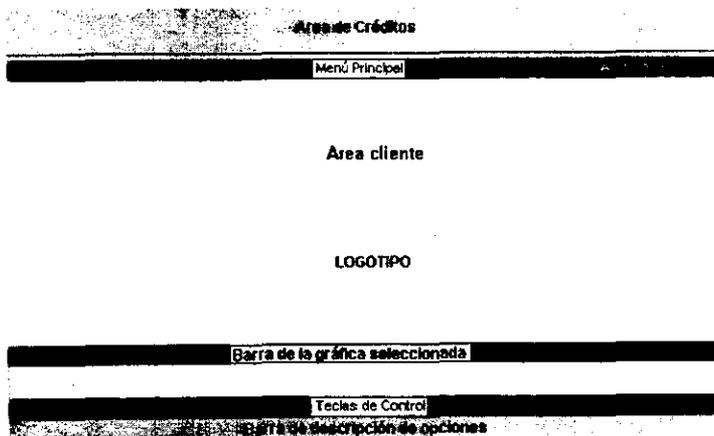


Fig. 3.22 Diseño de pantalla de presentación.

Pantallas de capturas.

Permitirán capturar la información necesaria para el análisis, permitirá al usuario interactuar con el sistema, asistiendo en todo momento líneas visibles (teclas de control) de ayudas que se encontrarán en la parte inferior de las pantallas.

El sistema usará varios formatos de captura de datos las cuales se regirán por las siguientes condiciones de diseño:

- Permitirá el manejo de las teclas de movimiento del cursor ($\leftarrow, \uparrow, \downarrow, \rightarrow$) para ubicarse en cualquier campo dentro del formato de entrada (Renglón y Columna).
- Se utilizará la tecla Fin (**End**) para aceptar información de una pantalla.
- Se utilizará la tecla **Esc**, para salir sin aceptar la información editada.
- Se utilizará la tecla Intro (**Return**), para activar captura, aceptar información y moverse a otra celda.
- Se utilizarán combinaciones de teclas (**Ctrl+PgUp/Ctr+PgDn**), para avanzar o retroceder en las pantallas, después de haber aceptado la captura.
- Se utilizará la tecla (**F5**), para salir salvando la información.

El diseño en términos generales, contendrá entre otros tipos de campos, los siguientes:

- Conceptos relacionados con las variables de campos de capturas.
- Catálogos (por ej. abreviación litológica y muestras).
- Campos de tipo fecha.
- Marcas o chequeo de los análisis (chequeo de opciones).
- Vectores de valores y de caracteres.
- Casi todas las capturas están organizadas por columnas y renglones (matrices de columnas y renglones de captura y de resultados).

Entonces, las pantallas de algunos formatos de capturas son los siguientes:

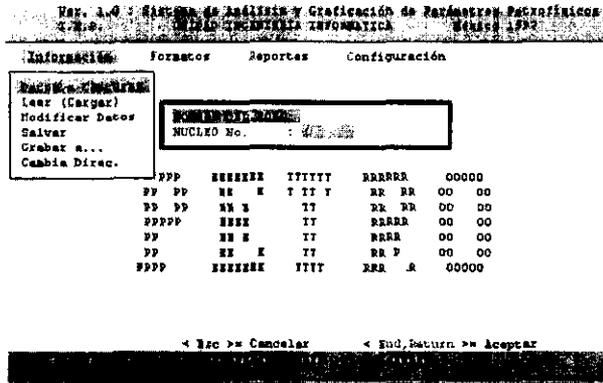


Fig. 3.23 Pantalla de captura para el nombre del pozo y número de núcleo.

En la figura 3.24, se presenta el diseño de captura para los datos generales.

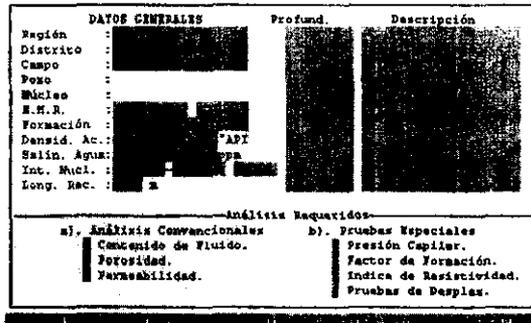


Fig. 3.24 Pantalla de captura de datos generales del pozo y núcleo.

Pantallas de formatos de ediciones.

Dentro de los formatos de ediciones (Fig. 3.25), se consideraran las siguientes características:

- Nombre del formato de edición, éstos son: DESCRIPCION LITOLÓGICA, PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL, RESULTADOS, COMENTARIOS Y CONCLUSIONES y BIBLIOGRAFÍAS.
- Cuerpo de edición, donde se captura la información proporcionada por el usuario.
- Barra de control para el manejo de la edición (Número de: Renglón, Columna, Página, Total de líneas capturadas).
- Ayuda para el campo de edición.



El diseño se verá de la siguiente forma:

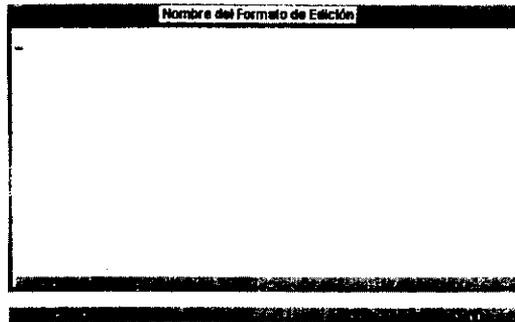


Fig. 3.25 Pantalla de formatos de ediciones: Descripción Litológica, Procedimiento Experimental, Resultados, Comentarios y Conclusiones y Bibliografía.

En la siguiente figura 3.26, se muestra el formato para capturar datos de la prueba de contenido de fluidos.

CONTENIDO DE FLUIDOS									
NUCLEO :		Integ. Nucl. :		(mbHR)		Long. Rec. :		(m) ()	
K U N S	T. Mo.	BOMBA DE MERCURIO			RETORTA				PESO MUESTRA (gr)
		PESO MUESTRA (gr)	VOLUMEN ROCA (cm3)	VOLUMEN Hg IMY. (cm3)	ACUA (cm3)		ACEITE (cm3)		
					A 800°F	A 1200°F	OBSER- VADO	CORRE- CIDO	

Esc/PS*Salix Retura*Activa Capturas <CIR*Op/CIR*PaDu*Reg./Avan. Pág.

Fig. 3.26 Diseño de la pantalla de captura de la prueba de contenido de fluidos.

Presentación del Reporte.

A continuación se presenta el diseño del reporte, el cual consta de los siguientes elementos:

- a) Portada.
 - Petróleos Mexicanos.
 - Subdirección de Producción.
 - Coordinación o Gerencia Regional.
 - Subgerencia o Institución.



- Región (el que genera el reporte).
- Análisis Petrofísicos.
- Nombre y Número del Pozo.
- Créditos.
- Laboratorio.
- Fecha.
- Lugar.

b) Datos Generales. Representando la información general del pozo, núcleo y análisis requeridos entre otros.

c) Ediciones. La información que se capturó en los formatos de ediciones como: PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL, RESULTADOS, COMENTARIOS Y CONCLUSIONES y BIBLIOGRAFÍAS.

d) Resultados de las determinaciones. Estos resultados se presentan en tablas y en gráficas.

Reportes Tabulares.

Para las generaciones de los reportes tabulares, las tablas deben de tener en general, las siguientes características:

- Encabezado. Describe los datos de una tabla, la cual se encuentra regularmente en la parte superior de la tabla.
- Título. Es una descripción específica del contenido de la tabla. El título debe ser compacto y completo.
- Conceptos o columna matriz. Las descripciones en los renglones o en las columnas de la tabla son llamados conceptos, las columnas o renglones representan las clasificaciones de las cifras incluidas en el cuerpo de la tabla.
- Cuerpo. Es el contenido de los datos resultantes asociados a los conceptos y al título.
- Notas de conceptos. Son usualmente colocados abajo de los conceptos. Son usados para clasificar algunas partes incluidas en la tabla que no son explicadas en ninguna otra parte.

Pantalla de graficación.

En estas pantallas se tendrán presentaciones diferentes a las capturas ya que el formato será enteramente gráfico en el que se presentarán datos sujetos a las escalas de estos formatos, los cuales constarán de las siguientes característica o parámetros:

- Nombre del pozo.
- Nombre de la muestra.
- Datos adicionales de la muestra (Porosidad y Permeabilidad).
- Título de la gráfica.



- Número de figura.
- Letrero en los ejes.
- Escalas en los ejes (Lineal - Lineal, Log - Log, Lineal - Log y (Lineal - Log) - Lineal).
- Área de trazado.
- Trazado de la función de ajuste.
- Ecuación de ajuste.
- Área para el manejo de la gráfica (Ayuda como: **Esc**= Cancela y sale del modo gráfico, **F1..F7**= Funciones, **F8**= Activa/desactiva Puntos sobre la gráfica, **F10**= Resumen de coeficientes de correlaciones de los ajustes, **Return**= Acepta gráfica).

La presentación del formato gráfico, será como se muestra en la figura 3.27.

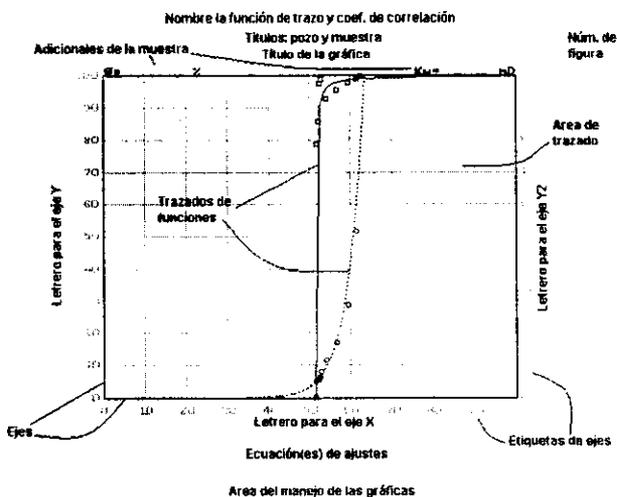


Fig. 3.27 Diseño de la pantalla gráfico.

Manejo de menú.

El manejo de los módulos del menú del sistema, será siguiendo un modelo en forma de cascada, estableciendo que el primer nivel corresponde a las funciones más generales y el último nivel a las opciones específicas.

Las características del menú del sistema son las siguientes:

- El nivel máximo en el que se localiza una función ejecutable de los módulos del sistema será de 5 (Ej.: Módulo de Reportes, Tablas, Páginas, Número de páginas y selección del archivo), y el nivel más bajo será de uno.



- Los módulos y sus opciones, estarán remarcadas con un color de fondo resaltado para indicar que se pueden seleccionar y las opciones estarán resaltadas con otro color diferente en una de sus letra del texto, además de las teclas de movimiento del cursor.
- Se podrá abandonar el sistema oprimiendo la tecla (F5).

Mensaje Informativo y de errores.

Para el manejo de las pantallas en general, se presentarán mensajes, los cuales señalaran el error que se cometió por el usuario, éstos se caracterizaran porque:

- Los mensajes de errores, serán sencillos y en un lenguaje natural para el usuario.
- Los errores de opción, dirán al usuario que eligió una opción incorrecta.
- Los errores de captura de datos, enviarán mensajes del rango de captura válida.
- Error de salvado de información, enviará mensaje de error de escritura.

Ayudas.

Para el manejo del sistema, se proporcionará al usuario una serie de ayudas visuales para su operación, éstas serán contempladas de la manera siguiente:

- Para los formatos de entradas de datos, se presentarán teclas de control para el manejo de datos y de las pantallas.
- Para el manejo de los formatos de ediciones, se tendrá el uso de una tecla especial (F1), para el manejo del campo de edición, además de las teclas de control.
- Al ejecutar una orden o posicionarse sobre las opciones del menú principal y de las opciones de los módulos, antes de ejecutarse aparecerá una breve descripción de la orden a ejecutar (línea de descripción de opciones).
- Para el módulo de formato, al elegir un tipo de formato gráfico, se presentará una línea en la que se indique y despliegue el formato gráfico seleccionado (Formato gráfico seleccionado).
- Se tendrá también un lugar en donde se visualice el archivo cargado en memoria (Archivo seleccionado).
- Para las pantallas de gráficas, se tendrá en cada momento un área visible para el manejo de las gráficas (Área del manejo de las gráficas).

De las características que se plasmaron, sobresalen los diseños de pantallas más representativas de capturas y reportes, el diagrama de la arquitectura general del sistema, que muestra el contenido de los componentes y su forma de navegación.

Con ésto se especifica claramente la descripción del diseño de las interfaces de usuario.



Capítulo 4.

IMPLEMENTACION DEL SISTEMA

La implantación es una consecuencia natural del análisis de requisitos y del diseño, un proceso que transforma el diseño en un cierto código representativo a partir del uso de un lenguaje de programación, en él se lleva a cabo la solución específica del problema, codificando las partes que la involucran.

La mayoría de los lenguajes al ensamblar un programa y hacerlo ejecutable a código de la computadora, son capaces de expresar los tres aspectos de la especificación del software: estructura de datos, flujo de control y transformación funcional.

- La estructura de datos se expresa en un subconjunto de palabras reservadas del lenguaje. Las sentencias que se utilizan para declarar estructuras de datos suelen estar mezcladas con las sentencias basadas en procedimientos, pero no son ejecutables, sólo son declarativas e interpretadas por el procesador.
- El flujo de control se puede expresar bien mediante procedimientos o como funciones (condicionales, bucles o ciclos y llamadas, algunas ocasiones se añade recursividad).
- Las transformaciones funcionales se expresan en términos de los operadores primitivas del lenguaje, así como en forma de llamadas a subprogramas.

El programa ejecutable muchas veces se apoya en archivos externos de datos o de configuraciones propias para la aplicación, y su principal objetivo es suministrar la alimentación al sistema a través de las estructuras y restricciones a que están sujetas los datos.

4.1 Requerimiento de software.

Como resultado de la etapa de análisis y de diseño del sistema se elabora una descripción del tipo de software prefabricado o del lenguaje apropiado y necesario para la realización de la aplicación, anotando también las justificaciones de las elecciones hechas. Para el desarrollo del sistema aquí descrito el software determinado fue el siguiente:

El sistema se desarrollará en un lenguaje de programación de alto nivel, llamados así porque éstos utilizan un conjunto de palabras reservadas que son fáciles de reconocer y recordar por las personas, eligiéndose para este caso el lenguaje Turbo Pascal (creado por Niklaus Wirth a principio de los 70's).



Turbo Pascal de la compañía Borland es un lenguaje de tipo estructurado (aunque en sus versiones más recientes añade aspectos para implantaciones basadas en análisis y diseño orientado a objetos). Además es un lenguaje noble que se puede emplear en aplicaciones de ciencia e ingeniería para el desarrollo de software y, presenta dos ventajas principales: su simplicidad y su fácil aprendizaje, es decir, proporciona una forma simple y coherente de expresar algoritmos sumamente complejos, aunado a que por ser un lenguaje que se compila, no sólo los programas se van a ejecutar en forma más rápida, sino que el texto del programa fuente y el interprete del lenguaje no ocupan espacios en memoria, ya que lo único que se necesita es el código objeto (ejecutable) generado.

Turbo Pascal, también permite la modularidad ya que soporta una jerarquía funcional que integra varios niveles de abstracción de procedimientos, es decir, va de los niveles superiores de abstracción a niveles más bajos para obtener la solución. La jerarquía consiste en divisiones, secciones, párrafos, sentencias y palabras, que ayudan en la implantación modular.

Se pueden crear módulos que sean independientes, esta independencia consiste en que un módulo pueda hacer una cosa específica, sin que afecte a otros.

Turbo Pascal cuenta además con un editor integrado, con menús desplegables, ayuda en línea, depuración fácil, enlace automático y otras muchas características útiles como una biblioteca de rutinas pre-construidas para uso en otros programas y características especiales para gráficas como BGI's o adaptadores de interfaz gráfica y primitivas importantes como trazo de puntos, líneas, polígonos, etc.

Tiene una comprobación estricta de tipos; cuando el compilador comprueba utilización equivocada en las variables declaradas ayuda en la depuración del programa.

Y finalmente aunque, Turbo Pascal es ideal para aprender a programar, presenta como todo producto algunas deficiencias. Este software adolece de un manejador de base de datos. Turbo Pascal es un lenguaje de tipificación rígida, ésto es que sólo acepta y mantiene elementos del tipo correcto.

Pero debido a que el software es de carácter técnico y no tiene un uso extensivo de bases de datos (es más, en la versión del sistema aquí presentada ni se utilizan las bases de datos) y considerando todas sus ventajas, es por eso que se elige.

El software del lenguaje Pascal que será utilizado será el compilador de Turbo Pascal versión 6.0.

Ya que dentro del análisis de requisitos y la especificación se remarca la necesidad de hacer accesible el software a todos los laboratorios de análisis petrofísicos de PEMEX y considerando que el equipo en algunas de estas instalaciones es de arquitectura y configuraciones en muchas ocasiones de tipo muy rudimentario, el sistema operativo a utilizar será MS-DOS ver. 5.0 o posteriores, que utilizan todas o casi todas las microcomputadoras personales PC, compatible con IBM.

4.2 Requerimiento de hardware.

Dentro de la misma especificación se aclaran además algunos aspectos mínimos que en las negociaciones hechas en el estudio de factibilidad se determinaron para satisfacer las necesidades del cliente y el buen funcionamiento del sistema. De ahí que, para que el sistema pueda ser implantado se requiere de las siguientes características:

- Computadora personal tipo PC, compatible.
- Tarjeta de video VGA y en el mejor de los casos SuperVGA.
- Impresoras y/o graficadores esclavos, bien definidos para que el sistema los reconozca (ver Módulo de configuración), hay que recordar que cada impresora tiene un dispositivo manejador gráfico (*driver*) que tiene que reconocer la aplicación para dar salida a documentos y reportes. Actualmente con Windows esto no es necesario.
- Memoria base RAM con 640 Kb como mínimo.
- Unidades de discos flexibles para respaldar la información de los archivos generados por la aplicación.

4.3 Codificación.

De acuerdo a que, el diseño estructurado establece que hay que subdividir las tareas que realiza el sistema, el sistema se divide, pero contemplando que los objetivos sean logrados eficientemente, con un código lo más sencillo posible, claro, de fácil entendimiento y óptimo.

El programa PETRO está constituido de múltiples procedimientos, tales procedimientos están reunidos en unidades (módulos) que ejecutan las funciones inherentes a éste. Estos procedimientos se llaman a través de un programa principal o maestro que hace acopio de los módulos que constituyen la arquitectura del programa PETRO. Los módulos principales de este sistema son:

- PETRO.PAS Que es el programa principal, este código no es propiamente una unidad sino un programa maestro que manda llamar a las demás unidades. Es de vital importancia porque en él específicamente se maneja el diseño funcional de todo el sistema.



- **FORMATOS.PAS** Unidad que contiene los diferentes tipos de gráficas (formatos gráficos), que se pueden generar a partir de un reporte petrofísico.
- **INFORMAC.PAS** Lee los datos de archivos del tipo núcleos y/o de formato de gráficas, también se encarga de modificar archivos con datos de los núcleos y/o del tipo de formato gráfico.
- **CAPPAN.PAS** Contiene las diferentes pantallas de captura de datos provenientes del laboratorio y que sirven para el cálculo de las propiedades petrofísicas, algunas rutinas de cálculo también se encuentra en esta unidad, ordena los parámetros calculados de las pruebas y genera con ellos archivos para los formatos gráficos.
- **CONPPEKL.PAS** Realiza cálculo de otros parámetros petrofísicos para otras pruebas que se aplican las muestras de rocas.
- **AJU_FORM.PAS**. Permite dibujar los diferentes formatos gráficos tanto por pantalla e impresoras o graficadores y contiene también los modelos de ajustes de los datos en la gráfica.
- **IMPRESOR.PAS** Esta unidad contiene la codificación de los procedimientos necesarios para generar los reportes tabulares de resultados del sistema.
- **CONFIG.PAS** Es una unidad que permite reconocer los dispositivos de salida ya sean impresoras y/o graficadores, y a través de una pantalla de captura permite cambiar algunos atributos de los dispositivos o bien asignarle todos los atributos que necesita.
- **DEC_VARI.PAS** Agrupa la declaración de la estructura de datos de captura y resultados de los parámetros petrofísicos, entre otros, los cuales se almacenan en archivos de tipo **NUCLEO*.PET**.

4.4 Descripción detallada de cada una de las Unidades o Subprogramas.

Para una mejor comprensión del sistema a continuación se listan las unidades principales que la integran.

El sistema está dividido como ya se mencionó por varios subprogramas denominados unidades, las cuales están conformadas por: datos y estructuras de control, integrados en procedimientos y/o funciones.

Pero antes de describir cada una de las unidades, es importante revisar algunos aspectos relacionados con las unidades. Por ejemplo, la unidad tiene un conjunto de características que son:

- Una sección de especificación que incluyen su nombre (unidad) y la descripción de la interfaz (sección pública de la unidad).
- Un mecanismo de activación que permite que la unidad sea requerido en otros puntos del programa.



- Una sección de implementación que incluyen datos y las estructuras de control, que son las construcciones lógicas tales como la secuencia, condiciones y repeticiones (sintaxis), consecuencia de la programación estructurada.

En la construcción de este programa se crearon diferentes unidades entre ellos las más importantes para el cálculo y edición de datos de propiedades petrofísicas están:

PETROFISICOS.PAS

Es el programa principal y a grandes rasgos esta constituido de una sección de declaraciones, de llamadas a unidades, propias de Turbo Pascal o de las nuevas generadas para la aplicación. Inicia con directivas propias de Turbo Pascal los Overlay (carga/descarga programa en memoria, permite mandar partes del programa dentro y fuera de la memoria conforme se vayan necesitando, las partes que no estén en uso pueden mantenerse en disco o memoria expandida). Carga también el periférico (dispositivo de salida) que se haya quedado preparado o bien asigna uno por omisión.

Una parte de su código se observa de la siguiente manera:

```
Program Petrofisicos;
Uses Overlay,Aju_Form,Informac,Crt,Global2,Config,Cappan,Impresor,dos;
{$O Unifut2}
{$O Cappan}
{$O Ufeb14}
{$O Impresor}
{$O Config}
{$O Formatos}
```

Procedimientos principales:

```
PROCEDURE Enmarca(Opc:BYTE);(*Manda líneas de mensajes en la parte inferior de la pantalla para el menú principal*)
PROCEDURE Menu_1(Var Opc:Byte;Var Tecla:Char); (*Procedimiento que maneja el módulo de información*)
PROCEDURE Menu_2(Var Opc,Opr,Opt,Opz,Opy,Opx:Byte;Var Tecla:Char;Var Opcion:Byte); (*Procedimiento que maneja el módulo de formatos gráficos *)
PROCEDURE Menu_3(VAR Opc:BYTE;Var Tecla:Char);(* Procedimiento que maneja el módulo de reportes*)
```

El código principal es:

```
(*** Programa Principal *****)
BEGIN
OvrInit('Petro.OVR');
OvrSetBuf(40000);
Inicializa(True);
INI_CAPPAN;
INI_CONFIG;
Dispos:= "";
MENU_DISP(Disp,Modo,Puerto,Baudios,Paridades,NoBIT,ParoBIT,True,Tecla);
DISPOS:= Disp;
Salvado:=true;
Modif:= False;
```



```

Opr := 1;
Opt := 1;
Opx := 1;
Opg := 1;
Opy := 1;
Opz := 1;
Opc_C:= 1;
Optab:= 1;
ClrScr;
Opcion:= 0;
Dir_Screen:=PTR($B800,0);
TextBackGround(0);
TextColor(YELLOW);
ClrScr;
LogoTipo;
TextBackGround(0);
TextBackGround(lightGRAY);
Gotoxy(1,1);ClrEol;
Gotoxy(8,1);Write('Ver. 1.0 : Sistema de Análisis y Graficación de Par metros Petrofísicos');
TextBackGround(lightGRAY);
TextColor(0);Gotoxy(8,2);Write('I.M. ');TextColor(2);Write('P. ');
TextColor(14);TextBackGround(lightGRAY);
Gotoxy(14,2);Write('          UNIDAD. INGENIERIA INFORMATICA          ');
TextColor(2);Write('M. ');TextColor(15);Write('xi ');TextColor(4);Write('co ');
TextColor(14);Write(' 1997 ');
Gotoxy(1,3);
TextColor(3);
For i:=1 To 80 Do Write(chr(196));
TextBackGround(LightBlue);
Gotoxy(1,4);ClrEol;
TextColor(LightCyan);
Gotoxy(4,4);Write('I');TextColor(14);Write('nformación');
TextColor(LightCyan);
Gotoxy(20,4);Write('F');TextColor(14);Write('ormatos');
TextColor(LightCyan);
Gotoxy(33,4);Write('R');TextColor(14);Write('eportes');
TextColor(LightCyan);
Gotoxy(46,4);Write('C');TextColor(14);Write('onfiguración');
Msg_1;
Desactiva_Cursor;
Xfondo:=Blue;
Xcolor:=Yellow;
Color_Resalta:=LightCyan;
Opc:= 1;
Opc_1:= 1;
Opc_2:= 1;
Opc_3:= 1;
Tecla:= '';
Opc_Ant:= 4;
Desactiva_Cursor;
Window(1,1,80,25);
NombArch:= '';
FillChar(Opc_Boot,SizeOf(Opc_Boot),0);
Opc_Boot[1]:=TRUE;

```



```

Opc_Bool[5]:=TRUE;
REPEAT
Repeat
  Band_Salva:=False;
  If Not( Tecla in [Flecha_Izq,Flecha_Der] ) Then Menu_Top(Opc,Tecla)
  ELSE
  BEGIN
    Case Opc_Ant Of
      1 : BEGIN
          For I:=3 To 15 Do Mem[$b800:160*3+I*2-1]:=30;
          MEM[$b800:160*3+7]:=27;
        END;
      2 : BEGIN
          For I:=19 To 28 Do Mem[$b800:160*3+I*2-1]:=30;
          MEM[$b800:160*3+39]:=27;
        END;
      3 : BEGIN
          For I:=32 To 41 Do Mem[$b800:160*3+I*2-1]:=30;
          MEM[$b800:160*3+65]:=27;
        END;
      4 : BEGIN
          For I:=45 To 59 Do Mem[$b800:160*3+I*2-1]:=30;
          MEM[$b800:160*3+91]:=27;
        END;
    End;
  Enmarca(Opc);
  END;
  Opc_Ant:=Opc;
  If Tecla <> F5 Then
  Case Opc Of
    1 : Menu_1(Opc_2,Tecla);
    2 : Menu_2(Opc_1,Opt,Opt,Opz,Opz,Opz,Opz,Tecla,Opcion);
    3 : Menu_3(Opc_3,Tecla);
    4 : Begin
        MENU_DISP(Disp,Modo,Puerto,Baudios,Paridades,NoBIT,ParoBIT,FALSE,Tecla);
        Disposl:=Disp;
      End;
  End;
  If Tecla IN[Flecha_Izq,Flecha_Der] Then
  Begin
    If Tecla = Flecha_Izq Then Dec(Opc);
    If Tecla = Flecha_Der Then Inc(Opc);
    If Opc > 4 Then Opc:=1;
    If Opc < 1 Then Opc:=4;
  End;
  Until Tecla = F5;
  If (not Salvado)and(N>0)and(NomPoz <>") Then RESPUESTA(Band_Salva,2);
  If Band_Salva Then Salva(N,Ext,NombArch,Opcion,3);
  If BanEscArc Then ARCH_GENERADO;
  UNTIL (Salvado) OR (NOT(Salvado) AND NOT(BAND_SALVA));
  textmode(3);
  ChDir(Driv_Unidad);
  Activa_cursor;
END.

```



FORMATOS.PAS

Los procedimientos de formatos gráficos, llamado así porque está conformado con todos aquellos formatos de gráficas que se pueden obtener a partir de un reporte de parámetros petrofísicos. Los procedimientos son llamados en el programa principal a través del procedimiento Menu_2, que presenta las siguientes opciones:

1. Presión Capilar Mercurio - Aire.
2. Correlaciones. Presenta todas las gráficas de correlaciones de parámetros petrofísicos y está constituida de las siguiente subopciones:
 - Factor de formación vs Porosidad
 - Permeabilidad vs Saturación de agua
 - Factor de formación vs Permeabilidad
 - Índice de resistividad vs Saturación de agua
 - Porosidad vs Permeabilidad
3. Permeabilidades Relativas
 - Relativas
 - Agua-Aceite
 - Gas-Aceite
 - Presión capilar
 - Relaciones
 - Agua-Aceite
 - Gas-Aceite
4. Flujo fraccional
 - Agua
 - Gas
5. Susceptibilidades
 - Agua salada
 - Agua dulce
6. Profundidad vs Porosidad y Permeabilidad.

Cada una de estas opciones tiene un número de formato de gráfica y la extensión con que se grabará el archivo de datos y resultados.

Una parte de este código se ve de la siguiente manera:



```

($D+,F+)
UNIT FORMATOS;
USES Cr,Global2,Config;

(*Procedimientos principales*)

(*Envía mensajes cuando se posiciona en las opciones del módulo de formatos*)
PROCEDURE Resumen(men_niv1,men_niv2:BYTE);

(*Elige opciones de los módulos y submódulos*)
PROCEDURE Elige2(Fondo,Color,Col_Resalta,Cuantos,men_niv1: Byte;
                VAR Opc                : Byte;
                Resalta                : Boolean;
                Var Tecla              : Char);

(*selecciona correlaciones*)
PROCEDURE Correlaciones(Var Opc:Byte;Opr:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de permeabilidades relativas: Agua-Aceite, Gas-aceite, PC*)
PROCEDURE Relativas(Var Opc :Byte;Opy:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de relaciones de permeabilidades relativas: Agua-Aceite y Gas-Aceite*)
PROCEDURE Relaciones(Var Opc :Byte;Opz:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de permeabilidades: Relativa y relaciones*)
PROCEDURE Permeabilidades(Var Opc :Byte;Opz:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de flujo fraccional: Agua y gas*)
PROCEDURE FLUJOS_Fracc(Var Opc:Byte;Opg:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de susceptibilidades: Agua Salada y Dulce*)
PROCEDURE Susceptibilidad(Var Opc:Byte;Opt:Byte;Var Tecla:Char);

(*Selección de impresión por: Núcleos o por paginas*)
PROCEDURE TABLAS(Var Opc:Byte;Optab:Byte;Var Tecla:Char);

```

INFORMAC.PAS

Es el módulo de información. Ésta es llamada por el procedimiento Menu_1, el cual, contiene opciones que son invocados o elegidos mediante una serie de opciones llamados casos, estas opciones son:

1. Llamada a las pantallas de captura de datos de las pruebas de laboratorio y ejecuta el cálculo de parámetros petrofísicos, éstas están en el archivo de unidad CAPPAN.PAS.
2. Lee los datos de archivos del tipo núcleos y/o de formato de gráficas.
3. Esta opción se encarga de modificar archivos existente en memoria que son del tipo núcleos y/o de formato gráfico.
4. Esta opción se encarga de salvar la información existente en memoria de archivo de tipo núcleo y/o formato gráfico.



5. La opción de grabar, aquí se salva la información que existe en memoria a otro archivo diferente; éstos puede ser del tipo núcleo y/o de formato gráfico.
6. Esta opción permite cambiar de subdirectorio (el subdirectorio por omisión es: C:\PETRO\TRABAJO).

Una parte de este código se ve de la siguiente manera:

```

($O+,F+)
UNIT INFORMAC;

Uses Dos,Crt,DIR_SCR,Monito2,Global2,Dec_Vari,ORDENAR;
(*Carga archivo: Núcleo*.Pet o de formatos (*.fm)*)
PROCEDURE CARGA(Var N:Integer;var Ext:Str4;Var nombArch:Str18;Var tecla:char;
opcion,Opc_Car:byte);

(*Salva archivo: Núcleo*.Pet o de formatos *)
PROCEDURE SALVA(n:Integer;Ext:Str4;Var NombArch:Str18;Opcion,Cont:Byte);

(*Graba un archivo con otro nombre*)
PROCEDURE GRABA_A(Ext:Str4;Var NombArch:Str18;opcion,cont:byte);

(*Captura la trayectoria del subdirectorio*)
PROCEDURE DIRECTORIO;

(*Captura o visualiza datos de formatos*)
PROCEDURE Captura_det(Var N:Integer;MinX,MaxX,MinY,MaxY,MinY1,MaxY1:Real;
VarIX,VarIY,VarIY1:Msg;NombArch:Str18;Opcion:Byte);

(*captura pozo y núcleo*)
PROCEDURE CAPTURA_ARCHIVO(Ext:Str4;Ver i:Integer;Var Tecla1:Char);

(*captura paginas a imprimir*)
PROCEDURE PAGINAS(Var Inf,Sup:Integer;Var Tecla1:Char);

```

CAPPAN.PAS

Es el módulo de captura de datos petrofísicos proporcionado por el usuario, llamado así porque está conformado por todas aquellas captura de datos de la prueba para el cálculo de los parámetros petrofísicos, estos resultados son ordenados y salvados a los archivos de formatos gráficos. El módulo se llama desde el programa principal a través del procedimiento Menu_2.

Parte del código es:



```

{$O+,F+}
Unit Cappan;
USES Global2,Monito2,Crt,DIR_SCR,Dec_Vari,Informac,Dos,ConppeKl,Ordenar,Editor;

(*Procedimiento que maneja capturas de los datos*)
PROCEDURE Captura_Nucleos(Var NombArch:Str18;Ext:Str4;Band_Nuc:Boolean;Var Tecla1:Char);

(*Procs. importantes que no se exportan de la unidad CAPPAN.PAS*)

(*Presenta las muestras para hacerle pruebas de desplazamientos*)
PROCEDURE CAT_MUESTRA(Sistema2:Str18;Var Opc_Bool2:Vec_Bool_Opc;Cont:Byte;Var Tecla:Char);

(*Captura datos generales*)
PROCEDURE Datos_Gral(N_Nucleo:Byte;Var Tecla1:Char;Band_Nuc,Band_Gral:Boolean);

(*Captura datos de las muestras*)
PROCEDURE DATOS_DE_MUESTRA(Num_Nuc,Cont:Byte;Var Cont_M:Byte;Var tecla:char;Band_Nuc:Boolean);

(*Captura y calcula factor de formación*)
PROCEDURE FACTOR_FORMACION(Cont:Byte;Band_Nuc:Boolean);

(*Captura datos para índice de resistividad y saturación de agua y realiza estos cálculos*)
PROCEDURE SATURACION_DE_AGUA(Cont:Byte);

(*Calcula parámetros de esta prueba y salva resultados archivos de formatos *.fm1 y *.fm8*)
PROCEDURE CALCULO_F_C(N_Punt:Integer;Cont,N_Nucleo:Byte;Var C1:Char);

(*captura y calcula datos para las pruebas de desplazamientos*)
PROCEDURE SISTEMA_DESPLAZAMIENTO(VAR OPC_BOOL1:VEC_BOOL_OPC;Var Tecla:Char);

(*Muestra la tabla de las determinaciones realizadas a las muestras*)
PROCEDURE DETERMINACION(N_Nucleo:Byte;Var Cont_M:Byte;Band_Nuc:Boolean;Var Tecla:Char);

(*Presenta el formato de ediciones de textos*)
PROCEDURE TEXTOS(Num_Nuc:Byte;Var Band:Boolean;Var Tecla2:Char);

```

CONPPEKL.PAS

Este módulo continua con algunas capturas de datos petrofísicos proporcionado por el usuario. Está conformado de capturas de datos de la prueba para otros cálculos de los parámetros petrofísicos, estos resultados son ordenados y salvados a los archivos de formatos gráficos. El módulo se llama desde la unidad de CAPPAN.PAS.

Parte del código es:

```

UNIT CONPPEKL;
USES CRT,DEC_VARI,GLOBAL2,MONITO2,DIR_SCR,Dos,Informac,ORDENAR;

(*obtiene la potencia de un número*)
FUNCTION POTENCIAN(BASE,EXPONENTE:REAL):REAL;

```



(*Captura los datos para la prueba de contenido de fluidos*)

PROCEDURE CONTENIDO_DE_FLUIDOS(nucleo:Byte;Var Tecl:Char);

(*Captura datos para la prueba de permeabilidad por orificios o fluómetro*)

PROCEDURE PER_KL(CONT:BYTE);

(*Calcula parámetros de permeabilidades relativas: Agua, Aceite, Flujo fraccional, etc.*)

(*ordena parámetros y salva archivos de formatos gráficos*)

PROCEDURE RESUL_PERM_AGUA_ACEITE(mo,mw,Kw,Vra,Swc,Vp,A,L,dp,Sor:Real;M_Punt:Integer;
O_M,N_Nucleo:Byte;Var Tecla6:Char);

(*Captura datos para la prueba de desplazamiento: sistema con Gas*)

(*Calcula parámetros y salva archivos de formatos gráficos*)

PROCEDURE SIST_GAS_ACEITE(Sistema:Str18;muo,Ko,AKw:Real;
O_M,N_Nucleo:Byte;Var Tecla5:Char);

(*Calcula parámetros de la prueba de contenido de fluidos*)

PROCEDURE CAL_CONT_FLUIDOS(Var Espera:Char);

(*Salva datos para los archivos de formatos gráficos*)

PROCEDURE SALVA_FORMATOS;

(*Procs. importantes que no se exportan de la unidad CONPPEKL.PAS*)

(*Calcula parámetros de permeabilidades relativas de gas, aceite, etc. para*)

(*la prueba de desplazamiento con gas*)

PROCEDURE CAL_PER_REL_GAS_ACEITE(N,O_M:Byte;Kw,Pent,Psal,Ug,Uo:Real;T,
Vo,Vt:Arr16;Var RelKgKo:Arr16;Var Tecla6:Char);

(*Captura datos y obtiene parámetro de la prueba de permeabilidad por orificios*)

PROCEDURE PER_POR_ORIFICIO(cont:byte,var teckla:char;opc:byte);

(*Captura datos y obtiene parámetro de la prueba de permeabilidad por fluómetro*)

PROCEDURE PER_POR_FLUOMETRO(cont:byte,var teckla:char);

AJU_FORM.PAS

Es la unidad dedicada a generar los reportes gráficos en la pantalla, activando y desactivando puntos de interés en la gráfica, al generar los ajustes también genera los reportes de las gráficas en papel. El módulo se llama desde el programa principal a través del procedimiento Menu_3. La cual contempla los siguientes casos:

1. Obtiene el formato gráfico seleccionado y sus datos por pantalla.
2. Envía el formato gráfico seleccionado y su ecuación de ajuste al dispositivo de salida.

Parte del código es el siguiente:



```
{SO+,F+}
UNIT Aju_Form;
Uses   GRF_MALL,Config,Informac,DIR_SCR, Cri,Dos,Global2.GraphAdd,Graph,ORDENAR;
```

(*Procedimiento que pone la gráfica y su manejo*)

```
PROCEDURE PANTALLA(Opcion:Byte;N:Integer;X,Y,Y1:Datos);
```

(*Procedimiento que imprime la gráfica selecciona en papel*)

```
PROCEDURE PLOTER(OPCION,NUMFUN:Byte;N:Integer;X,Y,Y1:Datos;
                 NOMPOZ,Muestra:STR20;POROSI,PERMEA:REAL);
```

(*Procs. importantes que no se exportan de la unidad AJU_FORM.PAS*)

(*Procedimiento que pone resumen de correlaciones de los ajustes*)

```
PROCEDURE MENU OPC(PosX,PosY:Integer;A,C:Array6,MaxX:Real);
```

(*Proc. que realiza los ajustes por mínimos cuadrados*)

```
PROCEDURE MINCUAD(PtoInic,PtoFin:Integer;x,y:Datos;
                 Var Pend,Orde,Coe_Regre:Real;Opcion,Fun:Byte);
```

(*Proc. que activa y desactiva puntos sobre la gráfica*)

```
PROCEDURE SEL_PUN_GRA(Uno_Dos:Byte;Xc,Yc:DATOS;Xo,Yo,
                    NUMPTOS,h:INTEGER;VAR PARA_BAND:VEC_BOOL_OPC);
```

(*Procedimiento que pone la ecuación de ajuste*)

```
PROCEDURE ECUA_PLOT(NumD,Opc_F,Xo,Yo,PosX2:Integer;XX,YY:Datos;A,B,Xc,Yc:Real;
                   Tit_x,Tit_y:Str20;Uno_Dos:Byte);
```

(*Proc. que maneja las opciones interactivas de las gráficas*)

```
PROCEDURE MANEJO(Xo,PosY,Yo,PosX2:Real;x,y:Datos;Var N_pton,Opc:integer;
                Escx,scY,MinX,MaxX,MinY,MaxY:Real;
                Tit_x,Tit_y:Str20;
                NumDatos:Integer;Var A,B,C:Array6;
                Tip,Uno_Dos,Opcion:Byte;Var Bander:Vec_BooL_OPC);
```

IMPRESOR.PAS

Es el módulo encargado de generar los reportes en impresora de los resultados obtenidos. El módulo se llama desde el programa principal a través del procedimiento Menu_3. En general los algoritmos están organizados para desarrollar las siguientes operaciones:

1. Imprimir los reportes con información del núcleo seleccionado.
 - Encabezados del reporte e información adicional.
 - Datos generales del análisis petrofísico.
2. Imprime las ediciones de los análisis efectuados, del formato de edición.



- Impresión de información relacionada con las metodologías seguida en el estudio del análisis petrofísico, bibliografías requerida, etc.
- 3. Imprime los resultados de contenido de fluidos.
- 4. Imprime los resultados de análisis a la muestra relacionados con las porosidad, la permeabilidad, índice de resistividad, factor de formación, saturación de agua y presión capilar.
- 5. Imprime los resultados de las pruebas de desplazamientos realizadas al núcleo seleccionado. Estas pruebas incluyen, como ya se menciono, pruebas con gas, agua salada y agua dulce.
- 6. Impresión de resultados de permeabilidades relativas a las pruebas de presión capilar.
- 7. Impresión de un número de páginas solicitadas.

Su implantación consta de las siguientes partes principales:

{SO+,F+}

UNIT IMPRESOR;

Uses Crt,Dos,Printer,Dec_Vari;

*(*maneja las impresiones de reportes tabulares*)*

PROCEDURE IMPRIME_TABLAS(Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);

*(*Procs. importantes que no se exportan de la unidad IMPRESOR.PAS*)*

*(*imprime reporte de textos*)*

PROCEDURE IPRIME_TEXTOS(Nombre:Str12;Var Pag:Byte;Total_Linea:Byte;Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);

*(*imprime la hoja de presentación (carátula) *)*

PROCEDURE ESCRITURA1(pag:byte);

*(*imprime tabla de datos generales*)*

PROCEDURE ESCRITURA2(Pag:Byte;Intervalo1,Intervalo2:Arr2;Determinaciones:Arr15);

*(*imprime resultados de la prueba de contenido de fluidos*)*

PROCEDURE ESCRITURAS_CON_DE_FLUIDOS(Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);

*(*imprime tabla de las determinaciones petrofísicas*)*

PROCEDURE ESCRITURA8(Pag_Inf,Pag_Sup:integer);

*(*imprime resultados tabulares de las pruebas de desplazamiento*)*

PROCEDURE ESCRITURA9(Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);

*(*imprime tablas de la prueba de desplazamiento con agua salada*)*

PROCEDURE ESCRITURA10_11(m:Byte;Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);

*(*imprime resultados de la prueba de desplazamiento con gas*)*

PROCEDURE ESCRITURA12(Pag_Inf,Pag_Sup:Integer);



(*imprime tablas de resultados de la prueba de desplazamiento con gas*)
 PROCEDURE ESCRITURA13(m:Byte;Pag_Inf;Pag_Sup:Integer);

(*imprime resultados de la prueba de presión capilar*)
 PROCEDURE ESCRITURA14(Pag_Inf;Pag_Sup:Integer);

CONFIG.PAS

Es la última de las unidades que se codificaron. Esta unidad tiene procedimientos específicos para la captura de atributos que se necesitan para configurar los dispositivos o periféricos para dar salida a los reportes tabulares y a las gráficas del sistema. Este módulo es llamado por el programa principal PETROFISICOS.PAS.

Sus principales algoritmos están relacionados con la lectura y registro de información como selección del dispositivo, resolución, puerto de salida, velocidad de transmisión, paridad (par o impar), bit de parada, dimensión de la gráfica, etc. Claro que no todos los atributos son necesarios para todos los dispositivos.

Otros algoritmos están dedicados propiamente a la comunicación con el dispositivo (impresoras y/o graficadores) y para ésto, los algoritmos se apoyan en gran medida en otra librería pre-construida que se denomina en el mercado como GraphDriver Plus, y cuya unidad principal es GRAPHADD.TPU.

Parte del código de esta unidad, luce de la siguiente manera:

```
{SO+,F+}
UNIT CONFIG;
Uses Crt,Global2,GraphAdd,Graph;
(*lee, salva los atributos de la impresora o del graficador*)
PROCEDURE MENU_DISP(Var Disp:Str23;Var Modo,Puerto,Baudios,
                    Paridades,NoBIT,ParoBIT : Integer;
                    LEER : Boolean;
                    Var Tecla : Char);
(*Procs. importantes que no se exportan de la unidad CONFIG.PAS*)
(*establece la comunicación del dispositivo configurado*)
PROCEDURE GRAFICA_DISPOSITIVO(Var Status:Word);
(*lee, salva los atributos de la impresora o del graficador*)
PROCEDURE MENU_DISP(Var Disp:Str23;Var Modo,Puerto,Baudios,
                    Paridades,NoBIT,ParoBIT : Integer;
                    LEER : Boolean;
                    Var Tecla : Char);
(*muestra los dispositivos: impresoras y graficadores*)
PROCEDURE MENU_DISPOSITIVO(Var Disposi,Disp:Str23;Var Opc:Byte;Var Tecla:Char);
```



4.5 Estructura de datos.

De acuerdo a especificaciones del diccionario de datos se establece una estructura de datos para conformar y manipular estos datos, se creó una unidad donde se declaran las variables de esta estructura. Esta unidad fue llamada como: DEC_VARI.PAS.

A continuación se plasma el código de esta unidad:

```

Unit Dec_Vari;
INTERFACE
  (**Unidad Para Declarar Variables e Inicializarlos**)

Const
  Presion : Array[1..9] Of Real=(1,5,10,15,20,30,40,50,60);

Type
  Str7 = String[7];
  Str8 = String[8];
  Str9 = String[9];
  Str20 = String[20];
  Str21 = String[21];
  Str30 = String[30];
  Str31 = String[31];
  Arr9 = Array[1..9] Of Real;
  Arr16 = Array[1..16] Of Real;

  reg_conte = record (**Registro de contenido de fluidos**)
    profundidad,peso_muestra1,
    peso_muestra2,vol_roca,
    vol_hg,agua_800,agua_1200,
    aceite_corregido      : Real;
    aceite_observado     : Str7;
  end;

  Reg_Despla1= Record (** Registro de datos y resultados de P.de Desp. Agua-Aceite **)
    mw_Sor,DpSor          : Real;
    Tsor,DVosor,DVwsor   : Arr16;
    Sor,Kwsor             : Real;
    VaKwsor,TKwsor       : Arr16;
    Sw,Kro2,Krw2,Fw,AcRec,Voinyag,Prod_agua : Array [1..12] Of Real;

  End;

  Reg_Despla2= Record (** Registro de datos y resultados de de P.de Desp. Gas-Aceite **)
    dPEG,Mug,dPSG        : Real;
    Tg,Vorecg,Vgrec      : Arr16;
    Sl,Kgko,KoKo,Sg,fg   : Arr16;

  End;

  Reg_Despla= Record (**Estructura para las pruebas de desplazamiento**)
    Tip_agua              : Str9;
    Salin_agua2,Temp,DPKw,muw,TKo,DPKo,muo : Real;
    Vwkw,Tkw              : Arr16;
    Akw,Swc,Ko            : Real;
    Vrecw,Vorec,Tiemko    : Arr16;
    Sis_1                  : Reg_Despla1;(**Agua-Aceite**)
    Sis_2                  : Reg_Despla2;(**Gas-Aceite**)

  End;

```



```

reg_perm = record (**Estructura para la pruebas de permeabilidad**)
  case tipokl:byte of
  1:( PME,PMS : Array[1..3] Of Real(**Permeabilidad con Orificios**)
    unidad : Byte.);
  2:(presion,temperatura,volumen,tiempo : Real;)(**Permeabilidad con Fluómetro**)
  end;
Reg_Resul = Record (**Datos de la muestra, de pruebas y resultados**)
  (**de las pruebas, Indice de Resist., Factor de form., etc.***)
  Bandera_Prueb_despla : STRING[2];
  Muestra : Str9;
  Prof,Long,Diam,Area,Vr,Vs,Vp,Fi,Kl,
  MultF,LectF,L1F,L2F,
  FF,Mult,LectL,L1L,L2L,Psat,
  Pseca,I_Res,Sat_Ag,Swi,Rj,Sor,SS : Real;
  Calib,Pc,Lect,Swii,Krw,Kro : Arr9;
  Prueb_Despla : Reg_Despla;
  PerKL : REG_PERM;
  BandPC,BandISA,BandFF : BOOLEAN;

  End;
Reg_Datos = Record (**Datos generales del pozo y núcleo**)
  Region,Distnto,Campo,
  Pozo,Tip_Fluido : Str20;
  Opero,Calculo,Reviso : Str30;
  ORIFICIO : Array[1..3] Of Real;
  Dw,P1yP2F,SaIF,RwF,TamFF: Real;
  EMR,Densidad,Viscosidad,
  Salin_Agua,Dens_Ac,PH,Sal_del_Fluido : Real;
  Cont_Fluido,Porosidad,Permeabilidad,
  Pres_Cap,Fact_Form,I_Res,Prueb_Desp : String[1];
  Int_Rec1,Int_Rec2,PerAgua1,PerAgua2 : Real;
  Fec_Cort,Fec_Envio,Fec_Recep : Str8;
  Env_A,Env_En,Muest_Por,Formacion,
  Lugar : Str30;
  Tipo_Corte : Array[1..2] Of Str31;
  Requer : Array[1..2] Of Str30;
  ProfLit : Array[1..11] Of Real; {Profundidad }
  DescLit : Array[1..11] Of Str21; {Descripcion }
  Muestras : Array[1..15] of Reg_Resul;
  muestracon : integer;
  muestrasco : array[1..15] of reg_conte;
  Mt_Rec,Mt_Rot,grad_gramo: Str7; {*si se considera unidades para
intervalo1co y intervalo2co*)
  intervalo1co,intervalo2co,Long_Rec : real;

  End;
(**Funciones de inicialización de datos **)
procedure ini_conte;
procedure ini_perm(Inf,Sup:Byte);
procedure ini_despla(Inf,Sup:Byte);
procedure ini_muestras(Inf,Sup:Byte);
procedure ini_datos_gral;

```



4.6 Funcionalidad.

Para hablar sobre la funcionalidad del sistema habrá que referirse a cinco aspectos básicos que en general todo software debe cumplir y que al usuario le dan una garantía de que su solicitud ya implantada y en operación va a poder ser empleada, es decir va a funcionar, además de cumplir totalmente con las especificaciones que es realmente para lo que fue elaborado el sistema. Estos aspectos son:

- **Confiabilidad.** Los sistemas de software, como éste (PETRO) no deben fallar cada vez que se aplican cargas de o datos excepcionales y para que ésto sea así el sistema debe implantar procedimientos que filtren la información y eliminen la basura o posibles errores de captura. PETRO cuenta con filtros dinámicos en cada captura y en caso de error el usuario es notificado de su posible error al introducir datos con un dominio mayor o menor al especificado en el diccionario de datos.
- **Seguridad.** Esta cubre aspectos, de confidencialidad y derechos de acceso. Sin embargo, dado que PETRO es un sistema que apoya las labores de análisis y se desea que sea de aplicación bien difundida, se eliminaron los conceptos de llaves de acceso. Se sabe que ésto conlleva el riesgo de que cualquier persona, incluyendo gente ajena a los usuarios no autorizadas tenga acceso al sistema, y el sistema sea además propenso a las acciones de piratería o sabotaje, pero de acuerdo con las especificaciones del cliente, y para evitar mayor costo en la implantación de algoritmos o periféricos de protección se justifica su ausencia. Ésto no sería factible si el sistema fuera implantado en red a nivel multiusuario ya que esta configuración sí necesita de altos niveles de seguridad, tampoco ésto es el caso, porque PETRO es una aplicación independiente y monousuario.
- **Adaptabilidad.** El software necesita ser fácil de montarse en diferentes equipos, en el caso de PETRO, ésto significó realmente un reto, ya que no todas las arquitecturas y configuraciones de hardware eran similares. Así que hubo que adaptarse a la tecnologías más básica y ésto se consiguió haciendo un análisis de la plataforma de desarrollo que como ya se mencionó, fue el sistema operativo MS-DOS, insertando bondades extras al programa para no rebajar su calidad. Cuando el software no se adaptó fácilmente a las necesidades cambiantes del mercado o legislativas (políticas de la empresa) rápidamente queda fuera de uso.
- **Desempeño.** Los usuarios desean trabajar a velocidades interactivas, es decir no esperar largos ratos para obtener respuesta. Con la implantación del código del PETRO en Turbo Pascal, esta coyuntura fue subsanada sin ningún problema de ahí que el sistema sí corresponde a esta necesidad.
- **Utilidad.** Esta parte incluye facilidad de uso, creo que PETRO ofrece facilidad de uso, realmente no es necesario un extenso documento para adiestramiento en el sistema, es sumamente intuitivo e incluye numerosos comentarios para guiar al usuario en el empleo del sistema. Tiene buena presentación y es atractivo. Claro que en una



versión con una plataforma como Windows se esperaría un nivel mucho más amplio de utilidad y adaptabilidad. De ésto se hablará un poco en el capítulo 6.

En general se puede evaluar la funcionalidad del sistema como óptima, de acuerdo con las especificaciones de diseño. Para una evaluación más detallada sería necesario hacer una exploración entre los usuarios y definir aquellos puntos donde el sistema se encuentre en desventaja ante procesos manuales, que pienso serían realmente muy pocos.

4.7 Diagrama de bloques.

Para concluir este capítulo, se presenta un diagrama (fig. 4.1), para guiar en la estructura de implantación del sistema, su utilidad aunque no parece tangible es que precisamente este tipo de documentación hace de las tareas de mantenimiento, ya sea adecuado o correctivo, una labor más sencilla; que de antemano se sabe que la palabra sencilla no es totalmente la adecuada pero es una manera práctica de decir que sería menos difícil el encontrar donde insertar, suprimir o modificar código.

El sentido de las flechas en el diagrama hacen referencia a llamados de procedimientos y funciones en las unidades del sistema.

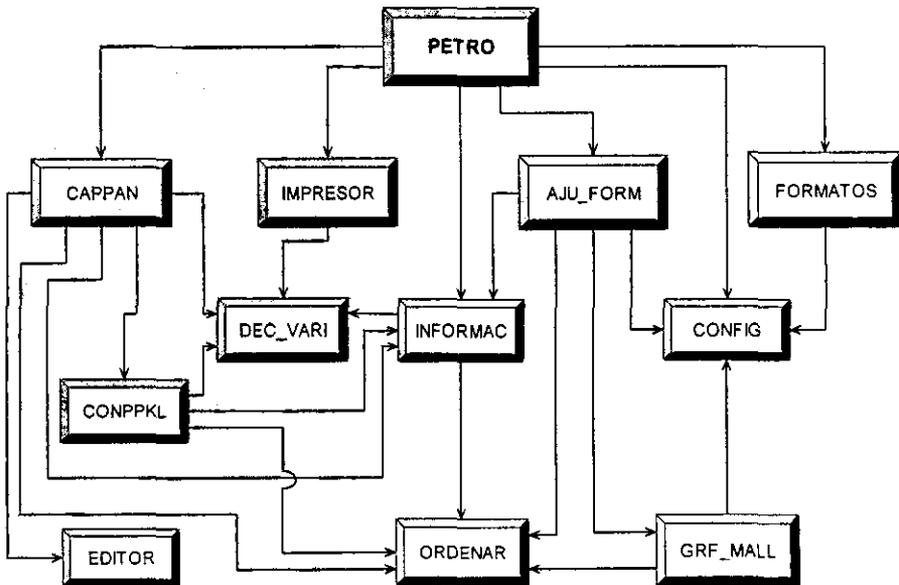


Fig. 4.1 Diagrama de bloques del sistema petro.



El esquema de la figura anterior, muestra la forma en que interactúan las unidades representativas con el programa maestro PETRO, es un diagrama que sirve para comprender los accesos o llamadas a procedimientos y funciones, que requieren otras unidades para llevar a cabo las tareas para lo que fueron diseñadas y programadas.

Capítulo 5.

VALIDACION Y PRUEBAS

La **validación, verificación y pruebas**, son una serie de actividades entrelazadas y dirigidas a probar que un sistema satisface las especificaciones de diseño. La ejecución del software con *datos de experimentación* deben generar resultados confiables, comparándolos contra los resultados esperados. Cuando se descubren resultados erróneos, ésto implica la existencia de fallas y con ello comienza una fase diferente de las pruebas que se conoce como *depuración o mantenimiento*. Las pruebas son en sentido estricto una parte de la validación, es una actividad ardua que implica una exhaustiva búsqueda de posibles errores que a la postre reflejaran la calidad del software, y representa una fase crítica para garantizar el software en todas sus etapas: *especificaciones, diseño y codificación*.

Una vez que se ha efectuado el ensamblaje de los elementos del sistema, sus librerías, unidades, las funciones y procedimientos *que contiene, el rendimiento, el comportamiento y la interfaz*, se especifica el criterio de validación que va a servir para demostrar que se ha llegado a un fiel cumplimiento de las especificaciones y que la implantación se ha desarrollado con éxito.

De ser posible, todos los errores deben ser encontrados antes de la entrega del software. Aunque la fase de prueba puede en ocasiones parecer ociosa, es de vital importancia que las pruebas más relevantes siempre sean llevadas a cabo, aunque un programa muy extenso de las pruebas no siempre es viable por factores de tiempo y los recursos que se consumen.

La especificación de los criterios de validación actúa como una revisión implícita del resto de los requisitos y es probablemente la etapa más importante de esta fase, ya que de ésta depende la evaluación de la calidad de que tan bueno fue la etapa de codificación, de las especificación de requisitos y del diseño.

5.1 Tipos de pruebas.

Para efectos de este trabajo, en el sistema PETRO los criterios de validación para pruebas serán la búsqueda de errores, probando los siguientes aspectos.

Prueba de entrada/salida
Prueba de rango de entradas en datos de captura
Pruebas de procesos y funciones
Prueba de comparación de resultados



Pruebas de unidad
Pruebas de integración
Prueba de aceptación

Entrada/Salida.

El estilo de entrada y salida se establece durante el análisis de requisitos y el diseño. La entrada de datos (pantallas de captura), por ejemplo, debe ser preparado por procedimientos y funciones específicas y después esperar la salida deseada por el proceso o el control de flujo, evitando en la medida de los posibles errores, o bien corregirlos y proteger el código.

Errores de rango de entradas en datos de captura.

En esta prueba se pretende revisar los valores límites (inferiores y superiores) de entrada y enviar mensajes de errores incurridos en la captura. Validar todos los datos de entrada, evitando con esto la inclusión de datos "basura" para el sistema.

Errores de procesos y funciones.

Los errores de procesos están en función de las operaciones que se estén efectuando ya sea de tipo de validación (lógica) de datos como de aritmética con estos datos.

Pruebas de comparación de resultados.

Para la relación de esta prueba se mostrará un ejemplo con datos experimentales reales.

Pruebas de unidad.

Para efectos de esta tarea deben realizarse pruebas conforme se codifiquen los módulos (procedimiento(s) o función(es)), que contemple la especificación de requisitos y de diseño, es decir, debe asegurarse aquí que cada una de las unidades o módulos llevan a cabo la función para la que se diseñaron. En estas pruebas deben intervenir las variables que involucran el proceso de datos y comparar con las salidas o respuestas esperadas, filtrando y corrigiendo al momento los posibles errores hallados. Estas pruebas están enfocadas a la estructura de control del programa (codificación propiamente dicha) revisándose condiciones del programa, operadores lógicos, flujo de datos, sentencias, bucles o ciclos innecesarios, posibles LOOP's y esto sirve en mucho para que la lógica del programa sea más clara y eficiente.

Prueba de integración.

Son aquellas pruebas relacionadas con el ensamblaje de todas las interfaces entre módulos. Verificando que se encuentren acoplados sin presentar errores (sería lo ideal), esto generalmente sólo es posible al finalizar todo el trabajo. Las categorías de errores que aquí se encuentran son, por ejemplo:

- Funciones incorrectas o ausentes.



- Errores de interfaz de acoplamiento.
- Errores de estructura de datos o en acceso a los archivos externos.
- Errores de rendimiento.
- Errores de inicialización y de terminación.

La prueba de integración es una técnica sistemática para construir la estructura del programa mientras que, al mismo tiempo, se llevan a cabo pruebas para detectar errores asociados con la interacción. El objetivo es tomar los módulos probados en la prueba de unidad y construir una estructura de programa que esté de acuerdo con lo que dicta el diseño. Sin embargo, la integración es una de las operaciones más difíciles y donde se detectan más errores cuando no existe un buen análisis y diseño y cuando el sistema es desarrollado por un grupo desunido de programadores y analistas. La manera en que se ensambló PETRO resultó ser de mediana calidad, consecuencia como se dijo anteriormente de un análisis que fue pobre en cuanto a diseño arquitectónico. Pero en general, cuando se prueba cualquiera de las opciones, las llamadas por menús, o a los procedimientos y funciones responden perfectamente, no hay ausencia de funciones o procedimientos. Así que por el lado de la integración se puede decir que el sistema funciona y opera a un 100%.

Prueba de aceptación.

Involucran una serie de características de factores humanos (usuarios), ya que en gran medida esta prueba es realizada por los usuarios finales que pretenden emplear el sistema o que lo solicitaron. Es una prueba difícil porque depende de gente que generalmente estuvo ausente en todas las fases del desarrollo del software y es una calificación muy importante, porque de ella depende la vida o muerte del sistema.

5.2 Ejemplo.

En esta sección se muestra un ejemplo de aplicación del sistema PETRO, los datos capturados fueron obtenidos a partir de pruebas de laboratorio. Con el fin de obtener el mayor número de datos disponibles se eligieron muestras, a las cuales se les aplicaron el mayor número de pruebas posibles para obtener así una información más completa que satisfaga las pruebas al sistema.

Es importante mencionar que las pruebas convencionales de Porosidad (\varnothing) y Permeabilidad (K_v) (métodos: orificios o fluómetro) se aplican obligatoriamente a todas las muestras en el laboratorio. El programa presenta los resultados de las determinaciones realizadas a las muestras en forma tabular y gráfica.



- Errores de interfaz de acoplamiento.
- Errores de estructura de datos o en acceso a los archivos externos.
- Errores de rendimiento.
- Errores de inicialización y de terminación.

La prueba de integración es una técnica sistemática para construir la estructura del programa mientras que, al mismo tiempo, se llevan a cabo pruebas para detectar errores asociados con la interacción. El objetivo es tomar los módulos probados en la prueba de unidad y construir una estructura de programa que esté de acuerdo con lo que dicta el diseño. Sin embargo, la integración es una de las operaciones más difíciles y donde se detectan más errores cuando no existe un buen análisis y diseño y cuando el sistema es desarrollado por un grupo desunido de programadores y analistas. La manera en que se ensambló PETRO resultó ser de mediana calidad, consecuencia como se dijo anteriormente de un análisis que fue pobre en cuanto a diseño arquitectónico. Pero en general, cuando se prueba cualquiera de las opciones, las llamadas por menús, o a los procedimientos y funciones responden *perfectamente, no hay ausencia de funciones o procedimientos*. Así que por el lado de la integración se puede decir que el sistema funciona y opera a un 100%.

Prueba de aceptación.

Involucran una serie de características de factores humanos (usuarios), ya que en gran medida esta prueba es realizada por los usuarios finales que pretenden emplear el sistema o que lo solicitaron. Es una prueba difícil porque depende de gente que generalmente estuvo ausente en todas las fases del desarrollo del software y es una calificación muy importante, porque de ella depende la vida o muerte del sistema.

5.2 Ejemplo.

En esta sección se muestra un ejemplo de aplicación del sistema PETRO, los datos capturados fueron obtenidos a partir de pruebas de laboratorio. Con el fin de obtener el mayor número de datos disponibles se eligieron muestras, a las cuales se les aplicaron el mayor número de pruebas posibles para obtener así una información más completa que satisfaga las pruebas al sistema.

Es importante mencionar que las pruebas convencionales de Porosidad (ϕ) y Permeabilidad (K_p) (métodos: orificios o fluómetro) se aplican obligatoriamente a todas las muestras en el laboratorio. El programa presenta los resultados de las determinaciones realizadas a las muestras en forma tabular y gráfica.



Las muestras pertenecen al núcleo 1 del campo CUNDUACAN (pozo CUNDUACAN 12), localizado en el distrito COMALCALCO; Tab., de la Región Sur.

Los datos obtenidos de la muestras, son capturados en el sistema para desarrollar su ejecución. El programa debe calcular las pruebas de:

- Porosidad (ϕ).
- Permeabilidad (K_L) con método de orificios.
- Factor de formación (F_F).
- Índice de resistividad (I_R).
- Saturación de agua (S_W).
- Presión capilar (P_C).
- Prueba de desplazamiento (Sistema Agua - Aceite).

El análisis de los resultados permitirá hacer una validación de los datos capturados, estas validaciones son esenciales para definir la eficiencia técnica del sistema PETRO.

A continuación se presenta la secuencia de pasos óptimos para capturar los datos, ejecutar el sistema y obtener resultados.

- **Primer paso:** Iniciar el sistema desde MS-DOS, a partir del subdirectorio establecido por conveniencia se sugiere que sea c:\PETRO y ejecutar el comando PETRO.EXE. El sistema responderá desplegando la pantalla principal o de presentación (fig. 5.1).

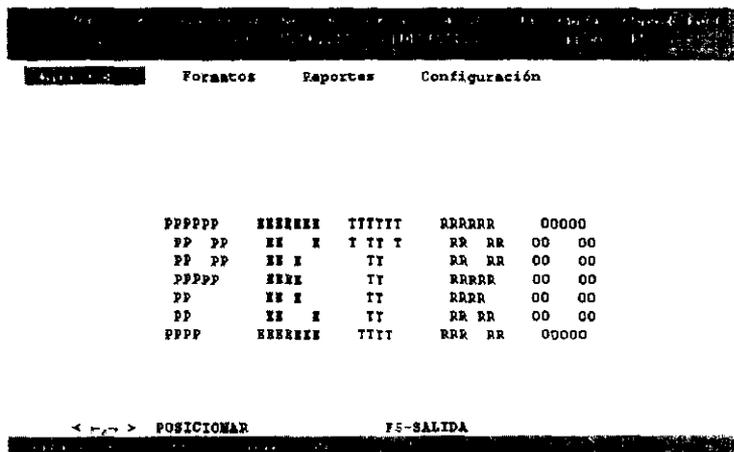


Fig. 5.1 Pantalla principal o de presentación.



- Segundo Paso: En el módulo de **Información** del menú principal, seleccionar la opción **Datos a capturar** y transmitir. En respuesta el sistema presenta una ventana de captura (fig. 5.2) para teclear el **NOMBRE DEL POZO** y número del **NUCLEO**.

Formatos Reportes Configuración

Leer (Cargar)
 Modificar Datos
 Guardar
 Grabar s...
 Cambia Direc.

NOMBRE DEL POZO: []
 NUCLEO No. : []

PPP	EEEEEE	TTTTT	RRRRR	00000					
PP	EE	X	T	TT	R	RR	RR	00	00
PP	EE	X	TT		RR	RR	00	00	
PPPPP	EEEE	TT	RRRR	00	00				
PP	EE	X	TT	RRR	00	00			
PP	EE	X	TT	RR	P	00	00		
PPPP	EEEEEE	TTTT	RR	R	00000				

< Esc >= Cancelar < End,Return >= Aceptar

Fig. 5.2 Datos del pozo y Número del núcleo.

Después de aceptar los datos, se presenta otra ventana para capturar: los datos generales del pozo, del núcleo, los análisis a realizarse y las profundidades con sus respectivas litologías, expresadas en abreviaturas (fig. 5.3). Para seleccionar las pruebas especiales, se debe marcar las pruebas convencionales de Porosidad y Permeabilidad.

DATOS GENERALES

Discurso : []
 Campo : []
 Pozo : COMOVACAN # 12
 Núcleo : 1
 F.N.R. : []
 Formación : []
 Densid. Ac. : [] API
 Salin. Agua : []
 Inc. Nucl. : []
 Long. Rec. : [] (100.00%)

Profund. Descripción

Análisis Requeridos

a) Análisis Convencionales	b) Pruebas Especiales
Contenido de Fluido.	Presión Capilar.
Porosidad.	Factor de Formación.
Permeabilidad.	Índice de Resistividad.
	Pruebas de Desplaz.

Fig. 5.3 Captura de datos generales y análisis de las muestras del núcleo.

Después de capturar los datos anteriores, se presenta la ventana de la figura 5.4, ahí se complementan los datos generales y también los datos requeridos del contenido de fluido de perforación.



Enviado a	
Enviado en	
Fecha Envío	
Fecha Recep.	
Fecha Corte	
Tipo Corte	
Datos del Fluido de Perforación	
Tipo	
Densidad	
Viscosidad	SGC. MARSH
Salinidad	ppm
pH	
Perd. Agua	CC/

Fig. 5.4 Otros datos generales y de fluido de perforación.

Continuando con la secuencia de la captura de datos, el sistema despliega la ventana que se muestra en la fig. 5.5. En la cual se capturan el nombre de la compañía que solicita el análisis, los nombres de los responsables de efectuar las pruebas en laboratorio y el lugar en donde se realizaron éstas.

Análisis Solicitado Por :	
Operó	
Calculó	
Revisó	
Lugar	

Fig. 5.5 Datos del solicitante y responsables del análisis.

Para seguir completando los datos, se presenta la ventana de edición que se muestra en la fig. 5.6, sobre la que se escribe la DESCRIPCION LITOLÓGICA (descripción de las litologías encontradas en el núcleo). En otras ventanas se teclean: El PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL (descripción de los procedimientos que se ocuparon en el análisis), RESULTADOS (observaciones de los resultados obtenidos durante el análisis y los generados por el sistema), COMENTARIOS Y CONCLUSIONES además de la BIBLIOGRAFIA consultada para tomar las bases de la experimentación. Para éste caso no se proporcionó la información de estas ediciones, por lo que en el reporte no se tiene esta impresión.

Para manejar la información teclada en la ventana de edición, ver la barra de control que está activa al momento de teclear y para cambiar entre ventanas de edición ver también la barra de control correspondiente al modo de alternar. Las barras se localizan en la parte inferior de la ventana activa.

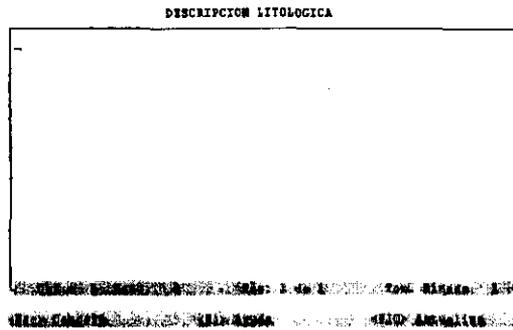


Fig. 5.6 Ventana de Edición.

Posterior a estas ventanas, se presenta otra, que permite capturar el contenido de fluidos; para este ejemplo no se tiene datos reales porque no fueron proporcionados, por lo que se considera conveniente no presentar esta ventana para evitar confusiones, en la secuencia del ejemplo.

Con el fin de ejemplificar en forma puntual y para no hacer más extensa esta parte con las repeticiones de capturas, se toman las muestras 1-3-H-1 y 1-7-H-2, de las que se obtuvieron la mayor parte de los análisis realizados.

La figura 5.7, presenta la ventana de edición de datos para la muestra (1-3-H-1) y los datos necesarios para calcular el parámetro petrofísico de ϕ .

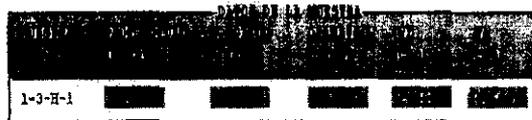


Fig. 5.7 Datos de la muestra y de prueba de porosidad.

Después de capturar los datos petrofísicos, se presenta la ventana de opciones (fig. 5.8) para seleccionar el método con que se efectúa el cálculo de la K_L ya sea: por orificios (para el análisis de las muestras, se consideró las pruebas por este método) o por fluómetro. Después de elegir el método, se presenta la ventana de opciones para aceptar la unidad de presión de entrada con que se efectuó la prueba (fig. 5.9).

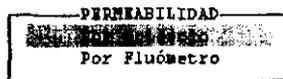


Fig. 5.8 Selección del método, para calcular la permeabilidad.

<p>PRESION DE ENTRADA EN :</p> <p>pg Hg</p> <p>Lb/pg2</p>

Fig. 5.9 Selección de la unidad de presión de entrada de la prueba.

Una vez, seleccionada la unidad, se presenta la ventana (fig. 5.10), para capturar los datos requeridos en el cálculo del parámetro petrofísico K_L .

PERMEABILIDAD VERDADERA CON ORIFICIO CALIBRADO	
1.4343	
Orif. #2:	
Orif. #3:	

Fig. 5.10 Datos para efectuar el cálculo de permeabilidad.

A continuación se presenta una ventana de opciones múltiples (fig. 5.11), para calcular otros parámetros a la muestra 1-3-H-1. En este caso a esta muestra se le aplicaron todas las pruebas que se presentan, seleccionándose todas las opciones, siguiendo la ayuda que aparece en la barra de control.

<p>PERMEABILIDAD VERDADERA</p> <p>PERMEABILIDAD EFECTIVA</p> <p>RESISTIVIDAD</p>
--

Fig. 5.11 Selección de otras pruebas.

Después de aceptar estas opciones, se presenta la ventana (fig. 5.12), en la que se capturan los datos para calcular el parámetro de F_r .

FACTOR DE FORMACION			
100000	(ppm)	Temp.	(°C)
Rw	(ohm-m)	RHOw	(gr/cm3)

Fig. 5.12 Datos de la prueba de Factor de Formación.

Posteriormente, se presenta la figura 5.13, que es la ventana para capturar los valores con que se efectúan los cálculos de las propiedades del I_R y S_w .



INDICE DE RESISTIVIDAD Y SATURACION DE AGUA

10	200	1000	0.0000	0.0000	24.999	92.179
----	-----	------	--------	--------	--------	--------

Fig. 5.13 Datos de las pruebas de Índice de Resistividad y Saturación de Agua.

La figura 5.14, muestra la ventana que permite capturar los datos para la prueba de P_c , y obtiene resultados de ésta.

PRESION CAPILAR

INDEXE:	(%SAC.)	(%KRC.)
1	0.0	0.0
5		
10		
15		
20		
30		
40		
50		
60		

Fig. 5.14 Datos para la prueba de P_c .

A continuación, se presenta el resultado tabular, obtenido por esta prueba (P_c), siguiendo la secuencia de ejecución del sistema.

PERMEABS. RELS. A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR: SISTEMA AGUA-ACEITE

$\phi = 19.50$ $KL = 7.6802$ mD $S_{wi} = 0.1589$ $S_{or} = 0.1041$

Escapas	S_w	P_c	K_{rw}	K_{ro}	K_{ro}/K_{rw}
1	0.1589	60.0	0.0000	1.0000	-----
2	0.1716	50.0	0.0000	0.9659	1.145E+10
3	0.1884	40.0	0.0000	0.9217	1.039E+08
4	0.2136	30.0	0.0000	0.8571	3.144E+06
5	0.2654	20.0	0.0000	0.7312	6.726E+04
6	0.3088	15.0	0.0001	0.6323	8.773E+03
7	0.3902	10.0	0.0008	0.4631	5.844E+02
8	0.5585	5.0	0.0163	0.1855	1.138E+01
9	0.8959	1.0	0.4817	0.0000	0.000E+00

ECUACIONES:
 $K_{rw} = ((S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi}))^{2+J}$
 $K_{ro} = (1 - ((S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})))^{2+J} * (1 - ((S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})))^{S-1}$

DONDE:
 $J = 3.530$
 $S = 0.896$

Fig. 5.15 Resultados obtenidos de la prueba de P_c .

Conforme se van capturando los datos y obteniendo resultados de los parámetros petrofísicos en las demás muestras, éstos se presentan en forma tabular y en forma visual en pantalla. La



figura 5.16, presenta las determinaciones petrofísicas que se llevaron a cabo a las muestras del núcleo 1.

DATOS PARA EL NUCLEO... 1
DETERMINACION

MUESTRA	PROF. (Metros)	DENSIDAD (g/cm ³)	SP (mD)	Fr Rg/Rw	I= Rr/Ro	SW (%)	SWS (%)
1	1-3-H-1	3883.6	19.60	28.96	3.617	64.61	15.89
2	1-5-H	3885.0	19.60	11.800	17.70	76.19	15.50
3	1-7-H	3886.0	13.60	7.540			18.82
4	1-7-H-1	3886.2	16.50	20.900			16.30
5	1-7-H-2	3886.4	18.30	31.800	28.15	1.839	81.28
6	1-7-H-4	3886.9	18.20	26.600	24.47	3.313	75.39
7	1-7-H-5	3887.0	18.30	24.700	11.22	5.538	75.65
8	1-8-H	3887.2	18.40	30.300	17.41	6.497	64.45
9	1-8-H-2	3887.6	17.50	13.500			
10	1-10-H-1	3888.0	17.90	10.800			31.81

Fig. 5.16 Determinaciones realizadas a las muestras del núcleo número 1.

La figura 5.17, presenta las opciones de la pruebas con desplazamiento: AGUA - ACEITE y GAS - ACEITE. Se selecciona (en una ventana de selección múltiple) la primera, ya que solamente se tienen datos para realizar esta prueba.



Fig. 5.17 Selección de la prueba del sistema desplazamiento AGUA - ACEITE.

En la figura 5.18, se presenta un catálogo de muestras, para su selección (en una ventana de selección múltiple) y aplicarle (a las muestras seleccionadas) el cálculo de prueba de desplazamiento AGUA - ACEITE, para nuestro caso se selecciona únicamente la muestra 1-7-H-2, el cual se está ejemplificando.

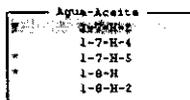


Fig. 5.18 Catálogo de muestras y selección de la muestra 1-7-H-2.

Después que se selecciona la muestra, se presenta la ventana (fig. 5.19), para capturar los datos de la prueba del sistema AGUA - ACEITE, con desplazamiento con AGUA SALADA.



Agua-Aceite					
T: (°C)	Muestra 1-7-H-2	T: (°C)			
AP: (atm)	Agua SALADA	AP: (atm)			
UV: (cp)	de 20000 (ppa)	UV: (cp)			
Fu		Suc		KoSuc	
Va (cm)	Tiempo (Min)	Va (cm)	Tiempo (Min)	Va (cm)	Tiempo (Min)

Fig. 5.19 Datos del sistema: AGUA - ACEITE, con desplazamiento con AGUA SALADA.

Después, completando la captura de la prueba, en la figura 5.20, se muestra la ventana para continuar.

Agua-Aceite					
AP: (atm)	Obtención de la Sor			UV: (cp)	KoSuc

Fig. 5.20 Datos complementarios de la prueba de desplazamiento.

Los resultados tabulares obtenidos de la prueba de desplazamiento del sistema AGUA - ACEITE, son los siguientes: figura 5.21 y figura 5.22.



PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA SALADA
PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

Kv = 1.1082 mD Vol. Rec. = 5.5000 cc Svc = 29.3214 l Ko@Svc = 1.6998 mD

Sor@Svc = 46.3909 l Kw@Sor = 2.2449 mD

Etapas	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	Fw
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3867
2	0.2959	-0.6716	-0.5256	1.2778	0.4001
3	0.3239	-0.3003	-1.0569	0.8519	0.5001
4	0.3050	-5.4339	-5.3157	1.0222	0.4546
5	0.3151	1.3009	1.5271	0.8519	0.5001
6	0.4635	-0.5800	-15.6601	0.0370	0.9584
7	0.4844	0.2579	4.6934	0.0550	0.9394
8	0.6021	0.0401	5.9836	0.0067	0.9922
9	0.6087	0.0245	7.2222	0.0034	0.9961
10	0.5086	0.0202	5.9092	0.0034	0.9961
11	0.5335	-0.0011	-6.5318	0.0002	0.9999

Fig. 5.21 Resultados obtenidos del cálculo de la prueba.

SUSCEPTIBILIDAD AL AGUA DE INYECCION

Etapas	AGUITE RECUPERADO (% de Ac. Inicial)	VOL. IMY. DE AGUA (Vol. de poros)	PRDD. DE AGUA (%)
1	14.55	0.24	38.47
2	15.10	0.25	40.01
3	16.10	0.29	50.01
4	17.64	0.32	45.46
5	22.37	0.46	50.01
6	26.46	0.68	55.84
7	28.73	1.28	93.94
8	31.01	2.45	99.22
9	31.91	4.74	99.61
10	33.28	9.28	99.61
11	34.28	18.37	99.99

Fig. 5.22 Continuación de resultados de la prueba.

- **Tercer Paso:** Después de que se han capturados los datos para calcular los diferentes parámetros petrofísicos, se obtienen los reportes tabulares que se generan a partir del análisis realizado a las muestras.

Del módulo de **Reportes** del menú principal (fig. 5.23), seleccionar el submódulo **Tablas** aceptar la opción **Núcleos**, seleccionar (Tecla Return) y aceptar el (los) archivo (s) de núcleo(s) y aceptar (Tecla Esc) para obtener el reporte tabular del análisis.



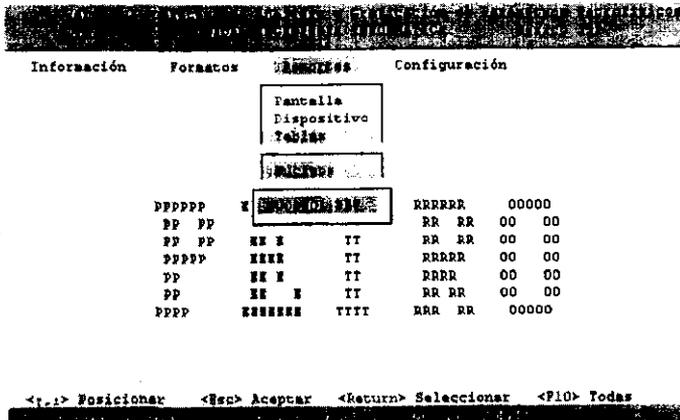


Fig. 5.23 Obtiene reportes tabulares de núcleo(s) a partir del análisis petrofísico realizado.

Nota. Los reportes tabulares se anexan al final del capítulo.

- **Cuarto paso:** Para obtener los reportes gráficos de estos resultados, se siguen los siguientes pasos:
 - 1) Seleccionar del módulo de **Formatos** del menú principal, un formato gráfico,
 - 2) Del módulo de **Información** seleccionar el submódulo de **Leer** y de éste seleccionar la opción de **Formatos**, elegir un archivo de datos,
 - 3) Para obtener la gráfica, del menú principal seleccionar del módulo de **Reportes** la opción **Pantalla** y para manejar la gráfica que ahí se visualiza, escoger un ajuste deseado y transmitir para aceptar la gráfica,
 - 4) Después, en el mismo módulo (**Reporte**) seleccionar la opción de **Dispositivo** para imprimir la gráfica en impresora o en graficador.
 - 5) Si se tiene más archivos del mismo formato repetir los pasos del 2 al 4.
 - 6) Para obtener otro(s) reporte(s) de formato(s) gráfico(s), repetir los pasos 1 al 5.

Nota: Se debe de ir capturando el número de gráfica correspondiente en pantalla.

Antes, de presentar las gráficas cabe describir en forma breve los nombres de las funciones trazadas con sus respectivas ecuaciones, que utiliza el sistema PETRO [Apéndice A].

Las teclas utilizadas y sus descripciones, para el manejo de las gráficas son:

- F1. Traza una unión simple de puntos (sin función), sobre la gráfica.
- F2. Ajusta una función Lineal.
- F3. Ajusta una función Exponencial.
- F4. Ajusta una función Hiperbólica ordinaria.



- F5. Ajusta una función Parabólica.
- F6. Ajusta una función Potencial.
- F7. Ajusta una función Hiperbólica Defasada.

Otras Teclas son:

- F8. Permite activar y/o desactivar puntos sobre la gráfica, permitiendo al sistema a evaluar nuevamente los datos para las funciones mencionadas (debe considerarse al menos tres puntos activos), se finaliza el modo, con la tecla Esc.
- F9. Cambia el color de fondo de la pantalla gráfica.
- F10. Presenta un resumen de las bondades de los ajustes (coeficiente de correlación) de las funciones con los datos [Apéndice A].
- Alt+T. Permite editar el número de gráfica.
- Return (Trasmitir)/Esc. Acepta o Cancela la gráfica.

Cabe señalar que la(s) función(es) ajustada(s) seleccionada(s), es (o son) necesariamente la(s) que tiene(n) una mejor bondad sobre los puntos, ésto dependerá del comportamiento que el usuario espere o elija.

A continuación, se presentan los resultados gráficos de las pruebas realizadas a las muestras (1-3-H-1 y 1-7-H-2) y son:

La figura 5.24, Presenta el formato gráfico de PRESIÓN CAPILAR SISTEMA MERCURIO - AIRE, con datos de saturación de agua y presión capilar, para estos datos se ajustó una función hiperbólica defasada.

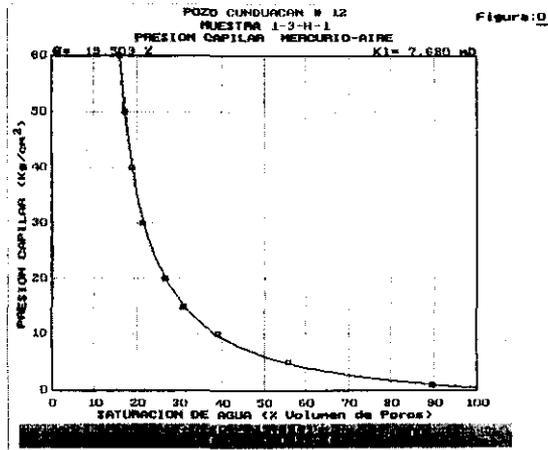


Fig. 5.24 Función hiperbólica defasada a datos de S_w y P_c .



La gráfica de PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR de la prueba de P_c , se presenta en la figura 5.25.

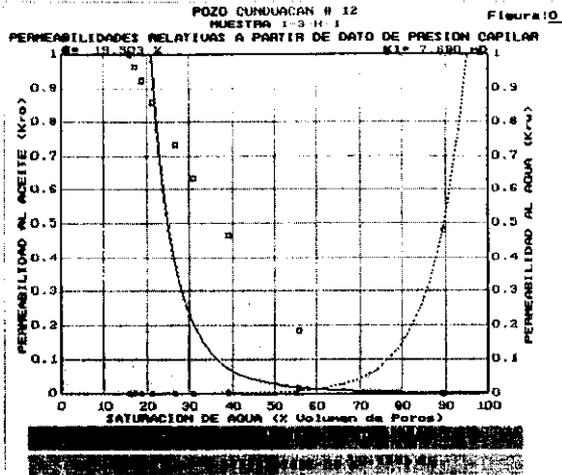


Fig. 5.25 Ajustes de funciones a datos de K_{ro} , K_{rw} contra S_w .

La siguiente figura 5.26, CORRELACION DE FACTOR DE FORMACION Y POROSIDAD, toma los datos de las pruebas de F_R y ϕ de todas las muestras y los ajusta a la función Potencial.

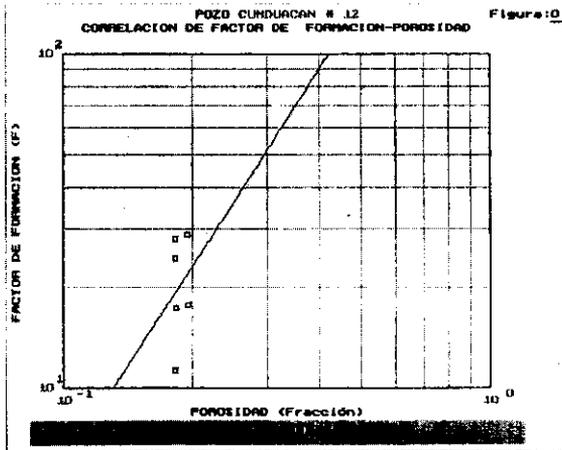
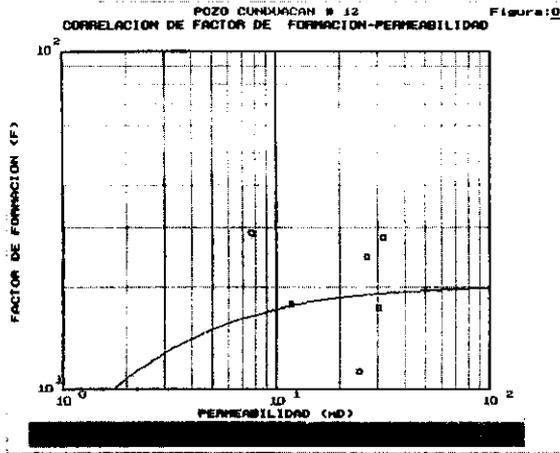


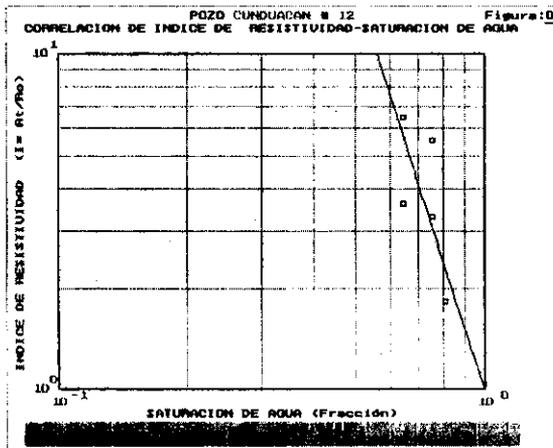
Fig. 5.26 Correlación de F_R y ϕ , con el ajuste Potencial.

Se presenta a continuación la gráfica (fig. 5.27) de CORRELACION DE FACTOR DE FORMACION Y PERMEABILIDAD, resultado de las pruebas de F_R y K_L , con el ajuste hiperbólica ordinaria.





En la gráfica (fig. 5.28), CORRELACION DE INDICE DE RESISTIVIDAD Y SATURACION DE AGUA, se trazan los datos de las pruebas de I_R y S_W y la ecuación Potencial.



En la figura 5.29, CORRELACION DE PERMEABILIDAD Y POROSIDAD, se representan los datos las pruebas de K_L contra \emptyset , y su ecuación de ajuste.



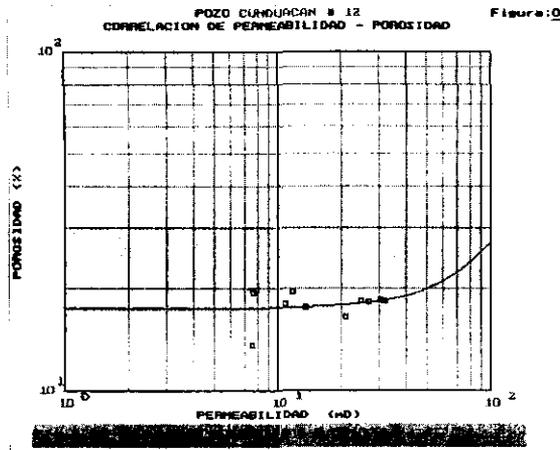


Fig. 5.29 Correlación de K_1 contra ϕ y la función Parabólica.

En la gráfica (fig. 5.30), se presentan las permeabilidades relativas: Agua (K_{rw}), Aceite (K_{ro}) contra S_w , de la prueba de desplazamiento sistema AGUA - ACEITE, de la muestra 1-7-H-2 y sus ecuaciones de ajustes.

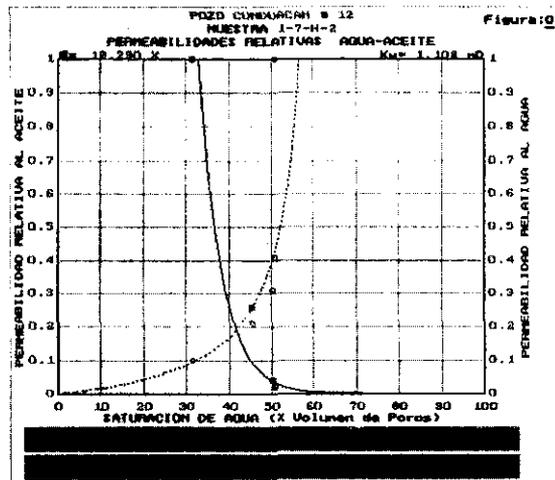
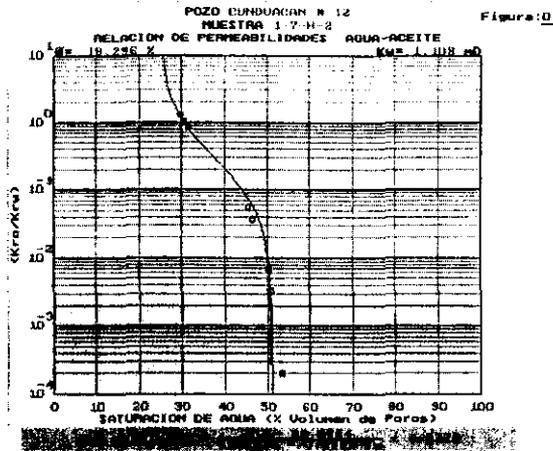


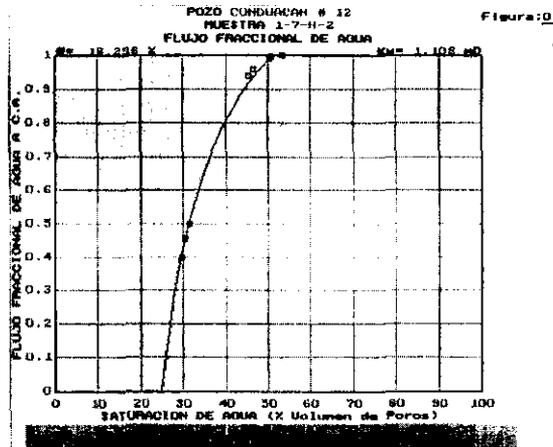
Fig. 5.30 Gráfica de K_{rw} , K_{ro} contra S_w y sus ecuaciones de ajustes.

La gráfica de los datos de relación de permeabilidades relativas K_{ro} y K_{rw} contra S_w , se presentan junto con su ecuación de ajuste, en la figura 5.31.





La gráfica de FLUJO FRACCIONAL DE AGUA de la prueba de desplazamiento del sistema AGUA - ACEITE, se muestra a continuación (fig. 5.32).



La figura 5.33, presenta la gráfica de la SUSCEPTIBILIDADES AL AGUA SALADA y sus ecuaciones de ajustes.



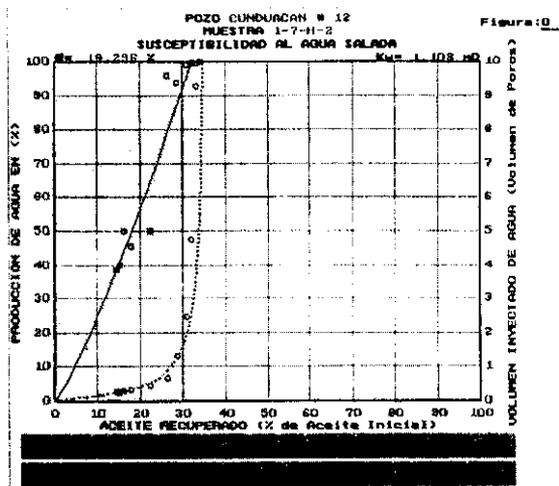


Fig. 5.33 Gráfica de Producción de agua, Volúmen de poros contra aceite recuperado.

Finalmente con la ilustración del último formato gráfico, se termina la presentación de gráficas para las pruebas realizadas a las muestras del ejemplo.

Gráfica de PROFUNDIDAD - POROSIDAD y PROFUNDIDAD - PERMEABILIDAD, se presenta a continuación.

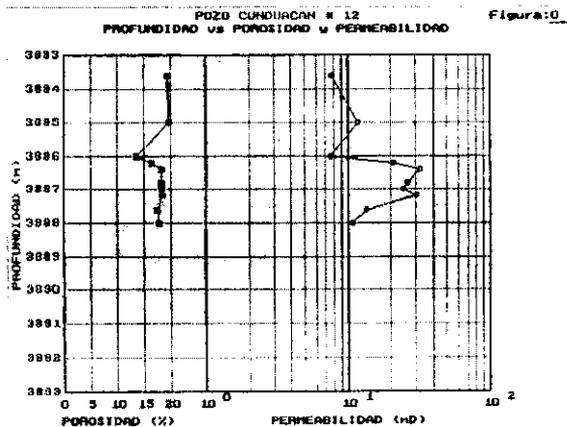


Fig. 5.34 Unión de puntos de las pruebas de ϕ , K_f contra Profundidad.



5.3 Mantenimiento del sistema.

Todo producto de software conlleva errores de software, por lo que se hace necesaria una etapa más, llamada de mantenimiento. Esta fase en general puede presentar una o dos modalidades: ser de carácter correctivo, o bien de carácter adecuativo o de modificación para actualizar alguna especificación del usuario de última hora.

El mantenimiento, en sentido estricto, nunca termina. La creación de nuevas versiones en los productos de software es posible gracias a que en la puesta en operación de un sistema, los usuarios van detectando nuevas necesidades y mejoras, porque cada vez que el usuario utiliza el programa éste lleva a cabo una prueba. Por otra parte, la tecnología va imponiendo nuevas modas en el uso de periféricos. Por ejemplo fue hasta la llegada de Windows y la década de los noventa cuando se empezó a popularizar el Mouse (ratón) como periférico de interacción con la computadora. Y actualmente, el lápiz óptico y los monitores de pantalla térmica, que con la reacción de la temperatura del cuerpo humano pueden ejecutar alguna operación mostrada en la pantalla.

5.4 Resultado Tabulares del análisis petrofísico.

A continuación se presentan los resultados del reporte tabular del análisis petrofísico, aplicado al núcleo 1, del pozo CUNDUACAN número 12.

Nota: Como no se tienen la información para los formatos de ediciones, éstas no aparecerán en el reporte (no se presentarán las páginas del 3 al 7).



PEMEX - EXPLORACION Y PRODUCCION
SUBDIRECCION DE PRODUCCION
GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA DE EVALUACION DE FORMACIONES

REGION : SUR

ANALISIS PETROFISICO

POZO : CUNDUACAN # 12

OPERO : MIGUEL ANGEL MONTERO SANCHEZ
CALCULO : ALICIA MENDEZ HERNANDEZ
REVISO : ROGELIO OBISPO CERON

SUPERINTENDENCIA DE LABORATORIO DE PRODUCCION
AREA YACIMIENTOS

FECHA : 10/DIC/1997
LUGAR : VILLAHERMOSA, TAB.



TABLA I

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICASPOZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA	PROF. (mBMR)	POROSIDAD (%)	F (Ro/Rw)	KL (mD)	Sw (%)	I (Rt/Ro)	Swi (%)
1-3-H-1	3883.60	19.50	28.964	7.680	64.61	3.62	15.89
1-5-H	3885.00	19.60	17.698	11.800	76.19		15.50
1-7-H	3886.00	13.60		7.540			18.82
1-7-H-1	3886.20	16.50		20.900			16.30
1-7-H-2	3886.40	18.30	28.150	31.800	81.28	1.84	
1-7-H-4	3886.80	18.20	24.472	26.600	75.39	3.31	
1-7-H-5	3887.00	18.30	11.217	24.700	75.65	5.54	
1-8-H	3887.20	18.40	17.406	30.300	64.45	6.50	
1-8-H-2	3887.60	17.50		13.500			
1-10-H-1	3888.00	17.90		10.800			31.81

TABLA II

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA

POZO CUNDUACAN # 12

Muestra	1-7-H-2**	1-7-H-5**	1-8-H**
PROF. (mbMR)	3886.4000	3887.0000	3887.2000
POROSIDAD (%)	18.2962	18.2974	18.3961
KL (mD)	31.8001	24.7004	30.3001
Kw (mD)	1.1082	2.2204	4.3986
Ko (mD)@Swc	1.6998	1.0226	0.7066
Kw (mD)@Sor	2.2449	1.6918	3.7113
Swc (%)	29.3214	26.1237	31.0902
Sor (%)	46.3909	27.7195	33.4291
μ_w (cp)	1.0800	1.0400	1.0400
μ_o (cp)	0.9200	0.9280	0.9150
T (°C)	24.0000	26.0000	26.0000
dp (atm)	0.6770	0.9680	0.9680

** Prueba de desplazamiento con agua salada de 100000 ppm.



TABLA III

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA SALADA

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-7-H-2

PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

ETAPA	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	fw
1	0.0000	0.0000	0.0000	-----	0.3847
2	0.2958	-0.6716	-0.5256	1.2778	0.4001
3	0.3138	-0.9003	-1.0568	0.8519	0.5001
4	0.3050	-5.4338	-5.3157	1.0222	0.4546
5	0.3151	1.3009	1.5271	0.8519	0.5001
6	0.4635	-0.5800	-15.6601	0.0370	0.9584
7	0.4544	0.2579	4.6934	0.0550	0.9394
8	0.5021	0.0401	5.9836	0.0067	0.9922
9	0.5087	0.0245	7.2222	0.0034	0.9961
10	0.5086	0.0202	5.9092	0.0034	0.9961
11	0.5335	-0.0011	-6.5318	0.0002	0.9999

SUSCEPTIBILIDAD AL AGUA DE INYECCION

ETAPA	ACEITE RECUPERADO (% de Ac. Inicial)	VOL. INY. DE AGUA (Vol. de poros)	PROD. DE AGUA (%)
1	14.55	0.24	38.47
2	15.10	0.26	40.01
3	16.10	0.28	50.01
4	17.64	0.32	45.46
5	22.37	0.46	50.01
6	26.46	0.68	95.84
7	28.73	1.28	93.94
8	31.01	2.45	99.22
9	31.91	4.74	99.61
10	33.28	9.28	99.61
11	34.28	18.37	99.99

TABLA IV

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA SALADA

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-7-H-5

PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

ETAPA	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	fw
1	0.0000	0.0000	0.0000	-----	0.0034
2	0.5597	-0.0559	-0.2299	0.2434	0.7858
3	0.5882	-0.2395	-1.6107	0.1487	0.8572
4	0.6384	-0.1562	-6.8250	0.0229	0.9751
5	0.6444	0.0359	3.1799	0.0113	0.9876
6	0.6112	0.0604	0.9033	0.0669	0.9303
7	0.6319	0.0528	1.2435	0.0425	0.9546
8	0.6611	0.0258	1.2536	0.0206	0.9775
9	0.6929	0.0092	1.3668	0.0068	0.9925
10	0.7215	0.0000	1.3473	0.0000	1.0000

SUSCEPTIBILIDAD AL AGUA DE INYECCION

ETAPA	ACEITE RECUPERADO (% de Ac. Inicial)	VOL. INY. DE AGUA (Vol. de poros)	PROD. DE AGUA (%)
1	51.47	0.52	0.34
2	51.73	0.55	78.58
3	52.24	0.58	85.72
4	52.59	0.65	97.51
5	52.76	0.79	98.76
6	54.14	1.16	93.03
7	56.72	1.73	95.46
8	59.30	2.87	97.75
9	61.45	5.16	99.25
10	62.40	439.59	100.00



TABLA V
 RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON AGUA SALADA

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-8-H

PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

ETAPA	Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	fw
1	0.0000	0.0000	0.0000	-----	0.0038
2	0.5045	-0.0588	-0.1003	0.5865	0.6001
3	0.5754	0.0496	0.2256	0.2200	0.8001
4	0.6533	-0.0064	-0.5775	0.0111	0.9876
5	0.6565	0.0032	0.5815	0.0055	0.9938
6	0.6587	0.0027	0.9909	0.0027	0.9969
7	0.6604	0.0011	0.8105	0.0014	0.9985
8	0.6618	0.0006	0.8409	0.0007	0.9993
9	0.6632	0.0003	0.8578	0.0004	0.9997

SUSCEPTIBILIDAD AL AGUA DE INYECCION

ETAPA	ACEITE RECUPERADO (% de Ac. Inicial)	VOL. INY. DE AGUA (Vol. de poros)	PROD. DE AGUA (%)
1	46.94	0.48	0.38
2	47.82	0.52	60.01
3	49.57	0.61	80.01
4	50.53	0.75	98.76
5	50.71	1.03	99.38
6	50.88	1.59	99.69
7	51.06	2.72	99.85
8	51.23	4.91	99.93
9	51.41	9.29	99.97



TABLA VI

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-3-H-1

SISTEMA AGUA-ACEITE

$\phi = 19.50 \%$

KL = 7.680 mD

Swi = 0.159

Sor = 0.104

ETAPA	Sw	Pc (kg/cm2)	Krw	Kro	Kro/Krw
1	0.15894	60.00000	0.00000	1.00000	-----
2	0.17162	50.00000	0.00000	0.96589	1.145E+10
3	0.18837	40.00000	0.00000	0.92173	1.039E+08
4	0.21361	30.00000	0.00000	0.85706	3.144E+06
5	0.26540	20.00000	0.00001	0.73116	6.726E+04
6	0.30883	15.00000	0.00007	0.63231	8.773E+03
7	0.39017	10.00000	0.00079	0.46307	5.844E+02
8	0.55848	5.00000	0.01631	0.18550	1.138E+01
9	0.89593	1.00000	0.48170	0.00000	0.000E+00

ECUACIONES: $Krw = ((Sw-Swi)/(1-Swi))^{**}(2+J)$

$Kro = (1 - ((Sw-Swi)/(S-Swi)))^{**}2 * (1 - ((Sw-Swi)/(S-Swi)))^{**}J$

DONDE: J = 3.530

S = 0.896



TABLA VII

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR

POZO CUNDUACAN # 12MUESTRA 1-5-H

SISTEMA AGUA-ACEITE

 $\phi = 19.60 \%$

KL = 11.800 mD

Swi = 0.155

Sor = 0.037

ETAPA	Sw	Pc (kg/cm2)	Krw	Kro	Kro/Krw
1	0.15498	60.00000	0.00000	1.00000	-----
2	0.16780	50.00000	0.00000	0.96850	5.501E+11
3	0.18989	40.00000	0.00000	0.91543	8.043E+08
4	0.22954	30.00000	0.00000	0.82388	5.366E+06
5	0.32095	20.00000	0.00003	0.63069	2.332E+04
6	0.40808	15.00000	0.00041	0.46877	1.133E+03
7	0.57500	10.00000	0.01092	0.21788	1.996E+01
8	0.71580	5.00000	0.07070	0.07505	1.061E+00
9	0.96260	1.00000	0.74640	0.00000	0.000E+00

$$\text{ECUACIONES: } Krw = ((Sw - Swi) / (1 - Swi))^{**}(2 + J)$$

$$Kro = (1 - ((Sw - Swi) / (S - Swi)))^{**}2 * (1 - ((Sw - Swi) / (S - Swi))^{**}J)$$

$$\text{DONDE: } J = 4.462$$

$$S = 0.963$$

TABLA VIII

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-7-H

SISTEMA AGUA-ACEITE

$\phi = 13.60 \%$

KL = 7.540 mD

Swi = 0.188

Sor = 0.012

ETAPA	Sw	Pc (kg/cm2)	Krw	Kro	Kro/Krw
1	0.18823	60.00000	0.00000	1.00000	-----
2	0.20050	50.00000	0.00000	0.96953	6.311E+10
3	0.21832	40.00000	0.00000	0.92615	2.935E+08
4	0.24633	30.00000	0.00000	0.85992	5.465E+06
5	0.29320	20.00000	0.00001	0.75444	1.429E+05
6	0.35407	15.00000	0.00008	0.62694	7.845E+03
7	0.47963	10.00000	0.00227	0.39642	1.743E+02
8	0.73143	5.00000	0.09194	0.08045	8.750E-01
9	0.98789	1.00000	0.91461	0.00000	0.000E+00

ECUACIONES: $Krw = ((Sw-Swi)/(1-Swi))^{**}(2+J)$

$Kro = (1-((Sw-Swi)/(S-Swi)))^{**}2*(1-((Sw-Swi)/(S-Swi))^{**}J)$

DONDE: J = 3.941

S = 0.988



TABLA IX

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR

POZO CUNDUACAN # 12MUESTRA 1-7-H-1

SISTEMA AGUA-ACEITE

 $\phi = 16.50 \%$

KL = 20.900 mD

Swi = 0.163

Sor = 0.054

ETAPA	Sw	Pc (kg/cm ²)	Krw	Kro	Kro/Krw
1	0.16297	60.00000	0.00000	1.00000	-----
2	0.18169	50.00000	0.00000	0.95277	5.957E+09
3	0.20201	40.00000	0.00000	0.90279	7.197E+07
4	0.23597	30.00000	0.00000	0.82221	1.596E+06
5	0.31014	20.00000	0.00003	0.65862	1.993E+04
6	0.36137	15.00000	0.00019	0.55507	2.853E+03
7	0.41769	10.00000	0.00086	0.44991	5.247E+02
8	0.66051	5.00000	0.04561	0.11080	2.429E+00
9	0.94630	1.00000	0.67463	0.00000	0.000E+00

$$\text{ECUACIONES: } Krw = ((Sw - Swi) / (1 - Swi))^{**} (2 + J)$$

$$Kro = (1 - ((Sw - Swi) / (S - Swi)))^{**} 2 * (1 - ((Sw - Swi) / (S - Swi)))^{**} J$$

$$\text{DONDE: } J = 3.936$$

$$S = 0.946$$



TABLA X

RESULTADOS DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR DE DATOS DE PRESION CAPILAR

POZO CUNDUACAN # 12

MUESTRA 1-10-H-1

SISTEMA AGUA-ACEITE

$\phi = 17.90 \%$

KL = 10.800 mD

Swi = 0.318

Sor = 0.047

ETAPA	Sw	Pc (kg/cm2)	Krw	Kro	Kro/Krw
1	0.31811	60.00000	0.00000	1.00000	-----
2	0.32285	50.00000	0.00000	0.98512	3.105E+11
3	0.33023	40.00000	0.00000	0.96220	2.044E+09
4	0.34603	30.00000	0.00000	0.91396	2.271E+07
5	0.38264	20.00000	0.00000	0.80665	2.307E+05
6	0.41991	15.00000	0.00004	0.70344	1.773E+04
7	0.49536	10.00000	0.00076	0.51213	6.719E+02
8	0.63772	5.00000	0.01763	0.22148	1.256E+01
9	0.95299	1.00000	0.68340	0.00000	0.000E+00

ECUACIONES: $Krw = ((Sw-Swi)/(1-Swi))^{**}(2+J)$

$Kro = \{1 - ((Sw-Swi)/(S-Swi))\}^{**2} * \{1 - ((Sw-Swi)/(S-Swi))\}^{**J}$

DONDE: J = 3.329

S = 0.953



La realización de la validación, pruebas y resultados arrojados por el sistema, sirven para llevar a cabo la calificación de funcionalidad del diseño, también para comparar que los resultados que el sistema entrega son confiables. Quedando claro que cada vez que el sistema es ejecutado nuevamente, se lleva a cabo una prueba más, de aquí que las búsquedas de errores hace la fase de mantenimiento un aspecto correctivo o bien adecuativo, hasta que al usuario final le llegue un producto lo más posible fuera de fallas.

Capítulo 6.

PERSPECTIVAS

En todos los capítulos anteriores se ha concentrado la atención en los pasos a seguir para la construcción de software. Sobre todo se ha tratado de enfatizar sobre las buenas prácticas, aunque también se han hecho notar errores en los que se incurre y las consecuencias que tienen en pasos subsecuentes. Este capítulo es una especie de autocrítica sana. Ya que todo producto de la naturaleza y la ciencia no es perfecto pero es perfectible, en las perspectivas generales de todos los seres humanos está el mejoramiento. Cuando hablamos de software esta idea de mejora no cambia.

La estructura de este capítulo está planteada en las siguientes preguntas; primero a nivel global: ¿cuál es el futuro del software en general? y después, de acuerdo a los objetivos de este trabajo: ¿qué mejoras se pueden obtener del sistema desarrollado?

Para responder a la primera pregunta se puede decir que el obstáculo más grande en el futuro inmediato es la reducción del tiempo de desarrollo. Habrá necesidad de estar dentro de una velocidad creciente no sólo de solución sino también de innovación. Si en el Occidente no tenemos ese proceso bajo control total, veremos a los japoneses aplicar su experiencia de consumidores electrónicos a la industria del software.

Dentro de diez años, la sociedad de este tiempo será totalmente dependiente de una infraestructura controlada por los sistemas de software. Será imposible regresar a los sistemas manuales. La implicación de esta aseveración es que la disponibilidad, confiabilidad y seguridad de esos sistemas tendrá que ser muy alta.

Si la industria del software va a encontrarse con estas perspectivas tendrá no sólo que usar las mejores técnicas disponibles e implantar nuevas tecnologías sino mejorar en conjunto el proceso de desarrollo y eso es posible en cuanto haya una buena administración del proyecto, que considere entre otras cosas un factor determinante para el buen desempeño, tiempo de respuesta y calidad: el factor riesgo, en cual se basarán muchos de los conceptos de administración en el siglo XXI.

Ahora bien, respondiendo a la segunda pregunta relacionada con las mejoras al sistema aquí desarrollado, se hablará de una falla propia de muchos sistemas; ésta consiste en acelerar el procesos de desarrollo e implantación y considerar de menor importancia la administración, el análisis y el diseño. Sin embargo, en este trabajo se detectó que el detallar pacientemente un



análisis conlleva a mejorar el proceso de diseño. Aquí por ejemplo, al analizar el sistema PETRO se detectaron múltiples inconsistencias en el diseño. Ha quedado claro por experiencia, que es necesario e imprescindible operar como lo marca claramente el ciclo de vida de un sistema. De ahí que en el capítulo 2 se observaran detalles como la conjunción de diagramas de flujo con diagramas de flujo de datos. Es por eso que entre las perspectivas (no operativas o de implantación que se mencionaran al final) queda pendiente un nuevo análisis mejorado para el rediseño del sistema. En muchos casos es mejor y más económico rehacer que componer.

Pese a lo anterior, con el desarrollo de este software (sistema PETRO), han quedado satisfechos las necesidades de los usuarios concernientes a la obtención del cálculo de parámetros petrofísicos y presentación de reportes tabulares y gráficos, presentándose estos análisis en forma estandarizada para las diferentes regiones en la que está constituido PEMEX. Sin embargo, es claro que precisamente por la estandarización, este producto queda restringido desde la óptica de cada región, ya que cada una de ellas tiene necesidades y requerimientos muy particulares. Pero, dejando de lado la restricción debidas a esas particulares necesidades, tal vez, el actual adelanto tecnológico de los sistemas hechos para computadoras (los cuales en gran porcentaje están diseñados para ejecutarse bajo ambiente Windows) sea su principal restricción. Por lo que, una mejora radical al sistema consiste en transferirlo a un nuevo ambiente (es decir Windows), para que se tenga en él una mejor calidad en el manejo del propio sistema y de la información. Quedando en ambiente Windows la interface sería completamente gráfica y se utilizaría software con tecnología de punta para su adaptación a los procesos de cálculo, y a los reportes tabulares y gráficos que son los principales objetivos del sistema. Además se robustecería el sistema con los requerimientos de otros usuarios (cálculos de otros parámetros petrofísicos, otros modelos de ajustes, otras resultados gráficos, etc.).

Para una versión mejorada al sistema aquí mencionado es necesario conjuntar un equipo de analistas - programadores para un mejor análisis (del sistema y de una base de datos con arquitectura cliente servidor) y un ambiente de programa más amigable con la utilización de interfaces gráficas para usuarios GUI's, generando reportes tabulares de alta calidad de presentación, tomando software existente en el mercado. En cuanto al diseño de las gráficas hacer acopio de software de graficación existente para proporcionar e integrar gráficas de calidad, adicionando también una serie de nuevos ajustes para los datos trazados en las gráficas (ver apéndice A y B), investigando más modelos de cálculo para otros parámetros petrofísicos, quedando, generalizado para cubrir las necesidades de los usuarios finales de cada región en donde se pretende utilizar este sistema.



El diseño más completo permitirá además integrar ayudas en línea para el manejo del sistema, así como los conceptos técnicos utilizados por el sistema, proporcionando al nuevo sistema ambiente Windows 95 y/o posteriores, inclusive con modalidad de 32 bits para obtener mayor velocidad.

Una área, nueva también, en el diseño de sistemas incluye que se consideren sistemas de protección y seguridad contra el uso indebido o no autorizado del sistema como es el uso de circuitos integrados (llaves) que se colocan en alguno de los puertos de salida de la computadora para asegurar la legalidad de uso.

Y finalmente generar una instalación de acuerdo a la tecnología de vanguardia

Aún cuando puedan existir otros fallos en el sistema habría que recordar que este sistema fue creado para satisfacer las necesidades básicas planteadas por el usuario, y cumple con ellas en cuanto a los cálculos, su estándar y calidad de las presentaciones de los reportes tanto tabulares como gráficos así como otras utilerías como el caso del editor implantado en el sistema. Además habrá que recordar que otra de las especificaciones del sistema es trabajar con el equipo de cómputo instalado en laboratorio, donde todavía existe equipo de arquitectura pobre, por lo que tuvo que adaptarse para trabajar en sistema operativo MS-DOS, lo que representa además, un reto para no disminuir la calidad del sistema.

Como todo producto, este también es susceptible a mejorarse y por ello a continuación, de manera general se lista una serie de mejoras al sistema desde el punto de vista técnico como informático:

Utilizar nuevas herramientas de desarrollo como: VBX, OCX, DLL's, VCL's, etc.

Contar con procesos interactivos para el manejo de la información, de cálculo, manejo y presentación de los reportes.

Utilizar una base de datos para operar en condiciones cliente servidor, para explotación y organización de la información.

Desarrollar en Visual Basic, C++ o mejor aún en Delphi debido a que este sistema fue desarrollado en turbo pascal 6.0.

El sistema podría desarrollarse en ambiente Windows 95 y/o posteriores con la modalidad de 32 bits; con los elementos de programación de Delphi. Mencionamos Delphi constantemente, porque el sistema fue creado, en pascal 6.0, lo que permitirá utilizar código existente en el anterior sistema. Para mejorar la aplicación Delphi, también podría hacer acceso a herramientas de software específicos: Spread Sheet, componentes de graficación OCX (first impression o charting tools), tappro 2.0, Q+E Library, Sql Windows, install Shield (programa para instalación del sistema).



Quedando, generalizado para cubrir las necesidades de los usuarios finales de cada región en donde se pretende utilizar este sistema.

Específicamente habrá que mejorar en:

- Elementos de software
- Ambiente de desarrollo
- Base de datos (tipo cliente servidor)
- Librerías de apoyo
- Gráficas de mejor calidad
- Controles
- Spread Sheet
- Recursos (gadgets, about), barra rápida de herramientas
- Sistemas de ayudas en línea
- Software de protección
- Otros ajustes para la parte de gráficas
- Programa de instalación
- Otros módulos para el cálculo de parámetros petrofísicos
- Otros resultados gráficos
- Presentación de calidad en el reportes gráficos

Estas sugerencias deben de tomarse en cuenta para la realización de una nueva versión del sistema. Proponiéndose principalmente un nuevo ambiente de desarrollo amigable, por lo que debe considerarse también un nuevo planteamiento de solución a los problemas que los usuarios requieran, quedando generalizado para los requerimientos de los mismos.



CONCLUSIONES

El análisis petrofísico de las muestras de rocas de yacimientos petroleros es de suma importancia para conocer las características y cuantificar, en modo analítico el comportamiento del sistema roca - fluido de un yacimiento.

Como consecuencia, se justificó la importancia de desarrollar un producto de software de análisis y graficación de parámetros petrofísicos denominado "PETRO", que integra modelos matemáticos teóricos y experimentales bien definidos, para calcular las propiedades petrofísicas de las rocas. Los resultados obtenidos son presentados en forma tabular y gráfica, y que son fundamentales para la toma de decisiones en aspectos relacionados con la localización y explotación de hidrocarburos, así como todo lo que ello conlleva.

A través de la problemática expuesta y como meta de este trabajo, se logró el desarrollo del sistema PETRO, para obtener, calcular y representar parámetros petrofísicos en base a datos obtenidos en el laboratorio a muestras de rocas (núcleos) de yacimientos petroleros.

Con el desarrollo de este sistema, se observaron algunas características sobresalientes:

- Fue importante investigar, estudiar y asimilar los factores que engloban la problemática ya que de ahí se derivaron el planteamiento del análisis y del desarrollo del sistema.
- También fue relevante contar con el conocimiento de las operaciones de los laboratorios de cada región, de los recursos de cómputo con que se cuenta en cada área, la información proporcionada por los operadores técnicos y los usuarios, los requerimientos propios de cada uno de ellos, proporcionar y facilitar diferentes modelos matemáticos.

En el desarrollo de este sistema se tuvieron inconsistencias en los siguientes aspectos:

- No se siguió una metodología adecuada completamente, por lo que se cometieron errores de análisis del diseño e implantación del sistema.
- Sobre el diseño, se debería de mejorar puntos como la captura y manejo de la información, ya que deberían separarse los siguientes aspectos: El proceso de capturas y por otra parte el proceso de cálculos.

El análisis fue somero y en particular fue vago, por lo que en el diseño tampoco hubo una gran visión de las conformaciones de los módulos ya que quedaron de una forma inconsistente de igual forma los elementos con que se conforma el sistema están en una medida intermezcladas, es decir que los procesos de capturas y de cálculos se encuentra radicando en el mismo elemento.



De estas experiencias, he encontrado que, si se hace un análisis pobre del sistema, éste se manifiesta a lo largo del ciclo de vida del sistema.

Por otro lado, que aunque no se siguió con un análisis y diseño detallado, el sistema opera con un 100% de eficiencia. Cabe señalar algunas bondades sobresalientes del mismo:

- Unificar conceptos y criterios generales para la estandarización del cálculo para las propiedades petrofísicas y sus representaciones en los reportes tabulares y gráficos de estos parámetros.
- Maneja los procesos de capturas y obtiene resultados en forma visual y tabular para el cálculo de parámetros petrofísicos.
- Integra reportes tabulares.
- Obtiene reportes gráficos con ecuación(es) de ajuste(s).
- Los resultados obtenidos al aplicar este sistema, se muestran claramente confiables y consistentes.
- La utilización del sistema, es de gran ayuda para apoyar la obtención de parámetros petrofísicos de roca, actualmente se encuentra explotándose en la región sur de PEMEX, en el laboratorio de yacimientos.
- Se entregan resultados visuales por pantalla en forma tabular que sirven de auxilio para que el usuario compare resultados esperados.
- En cuanto a gráficas, se obtienen diferentes tipos de gráficas, ésto es, de acuerdo a los análisis realizados.
- Para los reportes de gráficas, se cuentan con diferentes ajustes que se aplican a los datos. También se cuenta con un resumen de los coeficientes de correlaciones para los ajustes y la forma de activar y/o desactivar puntos sobre la gráfica.
- Se manejaron algunos dispositivos de salida como impresoras y graficadores.
- Para el reporte tabular se tiene la flexibilidad de imprimir desde una hoja a un rango continuo de ellas de un reporte dado.
- Tomando en cuenta que el sistema se desarrollo bajo ambiente MS-DOS, éste pretende ser lo más interactivo posible que evita un gran esfuerzo de capacitación al usuario y facilita el manejo del sistema.

En base en la experiencia obtenida en el desarrollo del sistema, se concluye que para desarrollar un buen sistema es necesario conjuntar un grupo interdisciplinario con experiencia, en donde cada uno de sus elementos, se concrete a realizar sus funciones asignadas y que además exista una coordinación con las otras partes, para lograr un producto de alta calidad, ya que de lo contrario se requerirá de un gran esfuerzo de tiempo y por consiguiente una gran inversión de dinero para su desarrollo.



BIBLIOGRAFIA

- 1.- Roger S. Pressman: "Ingeniería de software un enfoque práctico", McGraw - Hill, 1992, Tercera Edición.
- 2.- Edward Yourdon: "Análisis estructurado moderno", Prentice - Hall, 1993.
- 3.- James Rumbaugh, Michael Blaha, William Premerlani, Frederick Eddy y William Lorensen: "Modelado y diseño Orientados a Objetos", Prentice - Hall, 1996.
- 4.- Scott D. Palmer: "Domine Turbo Pascal ver. 6.0", Ventura Ediciones, 1992.
- 5.- Larry Joel Goldstein: "Turbo Pascal Introducción a la programación orientada a objetos", Prentice - Hall, 1993.
- 6.- Robert Sedgewick: "Algoritmos en C++", Addison - Wesley Iberoamericana, 1995.
- 7.- Malvin J. Maron, Robert J. López: "Análisis Numérico Un enfoque práctico", CECSA 1995, Tercera Edición.
- 8.- Antonio Nieves, Federico C. Domínguez: "Métodos Numéricos Aplicado a la Ingeniería", CECSA, México 1995, Primera Edición.
- 9.- Joseph Lipka: "Graphical and Mechanical Computation", USA. John Wileyand Sons, Inc. 1918.
- 10.-Rafael Rodríguez Nieto: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", U.N.A.M., Facultad de Ingeniería.
- 11.- Sylvain J. Pirson: "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Ediciones Omega, S. A. - Barcelona, 1965.
- 12.- James W. Amyx, D. M. Bass, R. L. Whiting: "Petroleum Reservoir Engineering" . Mc Graw - Hill, 1960.
- 13.- T. Guerrero: "Practical Reservoir Engineering" . Petroleum Publishing Co., 1968.



Tesis.

- 14.- Emilio Morales Hernández, Tesis Profesional: "Diseño y Desarrollo de un Sistema de Graficación Conversacional", Licenciatura, Facultad de Ingeniería U.N.A.M., 1987.
- 15.- Javier Becerril Ayala, Tesis Profesional: "Caracterización Petrofísica y Configuración de Yacimientos Petrolíferos Naturalmente Fracturados", Licenciatura, I.P.N., 1990.

Revista.

- 16.- Ingeniería Petrolera, art.: "Determinación cuantitativa de la mojabilidad de las rocas", Juan E. Ladrón de Guevara Torres, Delegación Villahermosa, Tab., AIPM, Vol. XXXVI No. 10 Oct. 1996, pág. [33]

Manuales.

- 17.- M. Villamar Viguera, C. Pérez Rosales: "Diseño, construcción y operación de un permeámetro de gas", Departamento de Ingeniería de Yacimientos, sección Físico - Química, Poza Rica, Ver., Mayo 1962.
- 18.- V. M. Tovar Cruz, M. Sánchez Ramírez, A. Pérez Matus: "Manual de operación del equipo para pruebas de desplazamiento y cálculo de permeabilidades relativas Agua - Aceite", Poza Rica Ver., Febrero 1974.



APENDICE A

• **Ajuste de curvas discretas.**

Los métodos de ajustes, están relacionados con campos como la ingeniería, ciencias, matemáticas, etc., al tratar de resolver el comportamiento de eventos discretos, mediante la representación de modelos matemáticos, plasmados en medios gráficos.

Cuando se pretende forzar a una curva a pasar cerca, pero no necesariamente a través de un número finito de puntos dados P_1, P_2, \dots, P_m , como se muestra en la figura A.1, este se denomina el problema de ajuste de curvas discretas, también llamado el problema de alisamiento de datos[7]. Otro problema relacionado es el forzar una curva a pasar a través de un conjunto finito de puntos, lo cual se conoce como el problema de interpolación (uno de estos casos es la interpolación de segmentos cúbicos, llamado también spline que se tratará en el siguiente apéndice).

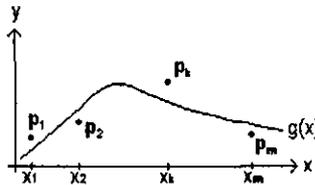


Figura A.1. Problema de ajuste de curvas discretas.

• **Ajustes de curvas discretas por mínimos cuadrados.**

Sea y una función de x , donde se desconoce la fórmula exacta que expresa a y en términos de x , y supóngase que se han obtenido experimentalmente los m pares de puntos:

$$\begin{array}{c|cccccc}
 \text{mediciones } x & x_1 & x_2 & \dots & x_k & \dots & x_m \\
 \hline
 \text{mediciones } y & y_1 & y_2 & \dots & y_k & \dots & y_m
 \end{array} \tag{1}$$

Para establecer esta dependencia funcional, considerando el conjunto de m puntos.

$$P_1(x_1, y_1), P_2(x_2, y_2), \dots, P_m(x_m, y_m), \tag{1a}$$

representado en el plano xy .

Expresados estos puntos, podemos seleccionar una función continua alisadora $g(x)$ tal que:

$$g(x) \approx \text{la dependencia funcional de } y \text{ con respecto a } x \tag{2a}$$



Se dice que una función ajusta bien los datos (1), si su gráfica pasa cerca, pero no necesariamente a través de los puntos (1a).

• El error de los mínimos cuadrados.

De los puntos (x_k, y_k) de (1a), que se obtuvieron de una forma experimental, no es probable que estén en una curva exacta de y con respecto a x . Para determinar la cercanía de la curva a los puntos, se requiere de un indicador cuantitativo que nos indica que tan bien $g(x)$ se ajusta a los datos dados, debe de estar basado en los m números de puntos.

$$\delta_k = g(x_k) - y_k, \text{ es la desviación de } g(x) \text{ en } x_k, k = 1, 2, \dots, m \quad (2b)$$

Gráficamente δ_k mide la distancia vertical desde el punto $P_k(x_k, y_k)$ a la función alisadora de $g(x)$, de la figura siguiente.

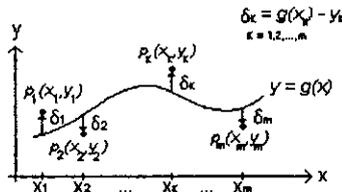


Figure A.2. Distancias verticales $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$ en x_1, x_2, \dots, x_m

El indicador ampliamente utilizado en la bondad con que $g(x)$ ajusta a los datos de m puntos es:

$$E(g) = \delta_1^2 + \delta_2^2 + \dots + \delta_m^2, \text{ el error cuadrado de } g(x) \quad (3)$$

este error $E(g)$ es cero cuando la gráfica pasa en realidad a través de P_1, P_2, \dots, P_m . Minimizando tenemos:

$$E(g) = \sum_{k=1}^m [g(x_k) - y_k]^2 \quad (4)$$

Nota: $g(x_k)$ = el dato aproximado y_k = el dato observado.

Si la función $g(x)$ que se selecciona tiene n parámetros de coeficientes c_1, c_2, \dots, c_n , entonces $E(g)$ puede adaptarse como una función, que es diferenciable, de n variables c_1, c_2, \dots, c_n . Se



sabe por cálculo diferencial, que el valor mínimo de $E(g)$ ocurre cuando todas las derivadas parciales sean simultáneamente igual a cero, como se muestra:

$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_1} = 0, \quad \frac{\partial E(g)}{\partial c_2} = 0, \dots, \quad \frac{\partial E(g)}{\partial c_n} = 0 \quad (5)$$

Estas n ecuaciones con n incógnitas son las ecuaciones normales para $g(x)$, los valores que se obtiene resolviendo (5) son los parámetros de los mínimos cuadrados.

• **Ajuste que contiene dos parámetros.**

Sea $g(x)$ una función alisadora con dos parámetros; c_1 y c_2 . Las ecuaciones normales (5) para ajustar $g(x)$ a los puntos de (1a), son:

$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_1} = 0, \quad \text{y} \quad \frac{\partial E(g)}{\partial c_2} = 0 \quad (6)$$

donde:

$$E(g) = \sum_{k=1}^m [g(x_k) - y_k]^2 = [g(x_1) - y_1]^2 + [g(x_2) - y_2]^2 + \dots + [g(x_m) - y_m]^2 \quad (7)$$

si expresamos a $g(x)$ como:

$$g(x) = c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x) \quad \text{denominado modelo lineal de dos parámetros} \quad (8)$$

Sustituyendo $g(x)$ en (7) se llega:

$$\sum_{k=1}^m 2[g(x_k) - y_k] \frac{\partial [g(x_k) - y_k]}{\partial c_1} = 2 \sum_{k=1}^m [c_1 f_1(x_k) + c_2 f_2(x_k) - y_k] f_1(x_k) = 0 \quad (9a)$$

$$\sum_{k=1}^m 2[g(x_k) - y_k] \frac{\partial [g(x_k) - y_k]}{\partial c_2} = 2 \sum_{k=1}^m [c_1 f_1(x_k) + c_2 f_2(x_k) - y_k] f_2(x_k) = 0 \quad (9b)$$

para obtener:

$$c_1 \sum_{k=1}^m f_1(x_k) f_1(x_k) + c_2 \sum_{k=1}^m f_1(x_k) f_2(x_k) = \sum_{k=1}^m f_1(x_k) y_k \quad (9c)$$

$$c_1 \sum_{k=1}^m f_2(x_k) f_1(x_k) + c_2 \sum_{k=1}^m f_2(x_k) f_2(x_k) = \sum_{k=1}^m f_2(x_k) y_k \quad (9d)$$

La representación matricial de (9c) y (9d), es:



$$\underbrace{\begin{bmatrix} \sum_{k=1}^m f_1(x_k) f_1(x_k) & \sum_{k=1}^m f_1(x_k) f_2(x_k) \\ \sum_{k=1}^m f_2(x_k) f_1(x_k) & \sum_{k=1}^m f_2(x_k) f_2(x_k) \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix}}_C = \underbrace{\begin{bmatrix} \sum_{k=1}^m f_1(x_k) y_k \\ \sum_{k=1}^m f_2(x_k) y_k \end{bmatrix}}_b \quad (10a)$$

Si $f_1(x_k) \equiv 1$ (constante), el par ordenado (1,1) de A, es:

$$\sum_{k=1}^m 1 \cdot 1 = m \text{ y el elemento } b_1 = \sum_{k=1}^m y_k \quad (10b)$$

Una vez encontrado los coeficientes c_1 y c_2 , el error de mínimos cuadrados de $g(x)$, se puede evaluar utilizando:

$$E(g) = E(c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x)) = \sum_{k=1}^m y_k^2 - \left[c_1 \sum_{k=1}^m f_1(x_k) y_k + c_2 \sum_{k=1}^m f_2(x_k) y_k \right] \quad (11)$$

La sumatoria de los paréntesis cuadrados son los elementos de b , previamente calculado en (10a).

Si una función $L(x) = c_1 + c_2 x$ (la línea recta), se ajusta a los puntos dados, entonces esta ecuación toma la forma (8) con $f_1(x) = 1$ y $f_2(x) = x$, y para ajustar la línea recta, se resuelve de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} m & \sum_{k=1}^m x_k \\ \sum_{k=1}^m x_k & \sum_{k=1}^m x_k^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{k=1}^m y_k \\ \sum_{k=1}^m x_k y_k \end{bmatrix} \quad (12a)$$

y el error cuadrado de $L(x) = c_1 + c_2 x$, será:

$$E(L) = \sum_{k=1}^m y_k^2 - \left[c_1 \sum_{k=1}^m y_k + c_2 \sum_{k=1}^m x_k y_k \right] \quad (12b)$$

• **Linearización a la línea recta o el uso de transformación lineal.**

Cuando en una función $g(x)$, no es posible aplicarle directamente una función lineal, se recurre a una transformación.

Sea la función no lineal $y = \alpha e^{\beta x}$, su transformación se hace aplicando logaritmo natural (Ln), a ambos lados:

$$y = \alpha e^{\beta x} \Leftrightarrow \text{Ln } y = \text{Ln } \alpha + \beta x \Leftrightarrow Y = a + \beta x, \text{ donde } Y = \text{Ln } y \text{ y } X = x \quad (13)$$



Si un conjunto de puntos pueden ser representados aproximadamente por una ecuación de la forma $y = \alpha e^{\beta x}$, entonces los puntos de $(x, \text{Ln } y)$ se aproxima a una línea recta.

Así, el punto (x, y) está en la curva $y = \alpha e^{\beta x}$ en el plano xy si y sólo si el punto $(X, Y) = (x, \text{Ln } y)$ está en la línea recta $Y = \text{Ln } \alpha + \beta x$ en el plano XY , figura A.3.

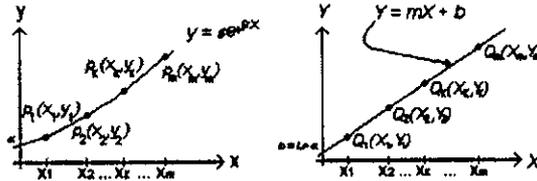


Figura A.3. $y = \alpha e^{\beta x}$ si y sólo si $Y = a + \beta x$ ($a = \text{Ln } \alpha$ $b = \beta$)

Puesto que las funciones de linealización $Y = \text{Ln } y$ y $X = x$ mapean la curva $y = \alpha e^{\beta x}$ continuamente en una línea $Y = L(X) = a + \beta x$, entonces, si $L(X)$ ajusta bien a los datos transformados $Q_1(X_1, Y_1), \dots, Q_m(X_m, Y_m)$ en el plano XY , entonces la $g(x)$ que se mapea sobre $L(X)$ debe ajustar a los datos dados $P_1(X_1, Y_1), \dots, P_m(X_m, Y_m)$ igualmente bien en el plano xy .

En el programa **PETRO** se consideraron además de la función lineal (línea recta), las siguientes ecuaciones [7,9]:

$$y = \alpha e^{\beta x} \text{ (ya expuesta), } y = \frac{x}{\alpha + \beta x}, y = a + \beta x^2, y = \alpha x^\beta \text{ y } y = \frac{x - x_0}{\alpha + \beta x} + y_0 \quad (14)$$

En la siguiente tabla se presenta la linealización de éstas funciones:

Funciones en xy	Forma linealizada	Funciones de transf. en X	Funciones de transf. en Y
$y = \alpha e^{\beta x}$	$\text{Ln } y = \text{Ln } \alpha + \beta x$	x	$\text{Ln } y$
$y = \frac{x}{\alpha + \beta x}$	$\frac{x}{y} = \alpha + \beta x$	x	$\frac{x}{y}$
$y = \alpha x^\beta$	$\text{Ln } y = \text{Ln } \alpha + \beta \text{Ln } x$	$\text{Ln } x$	$\text{Ln } y$
$y = \frac{x - x_0}{\alpha + \beta x} + y_0$	$\frac{x - x_0}{y - y_0} = \alpha + \beta x$	x	$\frac{x - x_0}{y - y_0}$

Tabla A-1. Linealización de las funciones utilizadas por el programa **PETRO**.



• **Modelos lineales de n parámetros.**

Sea la función:

$$g(x) = c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x) + \dots + c_n f_n(x) = \sum_{j=1}^n c_j f_j(x) \quad (15)$$

una función alisadora, que es lineal y tiene n parámetros, se puede usar como modelo polinomial de $(n - 1)$ -ésimo grado:

$$p(x) = c_1 + c_2 x + c_3 x^2 + \dots + c_n x^{n-1} \quad (16)$$

Los modelos lineales son usados con frecuencia como funciones alisadoras porque las ecuaciones normales de un modelo lineal de n parámetros pueden expresarse como un sistema lineal de $n \times n$ en $c_1, c_2, c_3, \dots, c_n$. Para observar por qué; sean $P_1(x_1, y_1), \dots, P_m(x_m, y_m)$ de m puntos dados, para minimizar tenemos:

$$E(g) = \sum_{k=1}^m [g(x_k) - y_k]^2 = 0, \text{ donde } g(x_k) = \sum_{j=1}^n c_j f_j(x_k) \quad (17)$$

Obteniendo derivadas parciales: $\frac{\partial E(g)}{\partial c_i} = 0,$

se tiene:
$$\sum_{k=1}^m 2[g(x_k) - y_k] \frac{\partial [g(x_k) - y_k]}{\partial c_i} = 0$$

$$2 \sum_{k=1}^m \left[\sum_{j=1}^n c_j f_j(x_k) - y_k \right] f_i(x_k) = 0, \text{ para } i = 1, 2, \dots, n \quad (18a)$$

Cancelando 2, invirtiendo el orden de la sumatoria k, j y pasando los términos en y_k al lado derecho de la ecuación se tiene:

$$\sum_{j=1}^n \left[\sum_{k=1}^m [f_j(x_k) f_i(x_k)] \right] c_j - \sum_{k=1}^m f_i(x_k) y_k, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (18b)$$

que expresado en forma matricial se tiene:



$$\underbrace{\begin{bmatrix} \sum_{k=1}^m f_1(x_k)f_1(x_k) & \sum_{k=1}^m f_1(x_k)f_2(x_k) & \cdots & \sum_{k=1}^m f_1(x_k)f_n(x_k) \\ \sum_{k=1}^m f_2(x_k)f_1(x_k) & \sum_{k=1}^m f_2(x_k)f_2(x_k) & \cdots & \sum_{k=1}^m f_2(x_k)f_n(x_k) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{k=1}^m f_n(x_k)f_1(x_k) & \sum_{k=1}^m f_n(x_k)f_2(x_k) & \cdots & \sum_{k=1}^m f_n(x_k)f_n(x_k) \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_n \end{bmatrix}}_c = \underbrace{\begin{bmatrix} \sum_{k=1}^m f_1(x_k) y_k \\ \sum_{k=1}^m f_2(x_k) y_k \\ \vdots \\ \sum_{k=1}^m f_n(x_k) y_k \end{bmatrix}}_b \quad (18c)$$

Se resuelve (18c), para (15), y si la función $f_1(x_k) = 1$, entonces se resuelve para (16).

• **Índice de determinación (R(g)) o Coeficiente de correlación.**

Para todas las funciones alisadoras que se proponen, y dado un conjunto de puntos, estas funciones deben de evaluarse, para obtener un índice, que determine que tan bien estas funciones ajustan a estos puntos.

De la ecuación del error de mínimos cuadrados:
$$E(g) = \sum_{k=1}^m [g(x_k) - y_k]^2$$

Supongamos que $g(x)$ es un modelo lineal, donde $f_1(x) = 1$, de manera que:

$$g(x) = p(x) = c_1 + c_2 f_2(x) + c_3 f_3(x) + \dots + c_n f_n(x) \quad (19a)$$

Se determina que el modelo de mínimos cuadrados encontrado: $g(x_k) = \sum_{j=1}^n c_j f_j(x_k)$, ajusta los puntos P_1, \dots, P_m , usando la razón:

$$R(g) = \frac{\sum_{k=1}^m [g(x_k) - \bar{y}]^2}{\sum_{k=1}^m [y_k - \bar{y}]^2}, \text{ donde } \bar{y} = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m y_k, \text{ la media de las } y_k \quad (19b)$$

a $R(g)$ se le llama el **índice de determinación o coeficiente de correlación.**

Donde; $R(g)$ debe encontrarse en: $0 < R(g) \leq 1$, y el mejor ajuste corresponde a un $R(g)$ que esté cercano o igual a 1.

Si $g(x)$ de (19a) se usa para ajustar m puntos $P_k(x_k, y_k)$, entonces las ecuaciones normales (18c) serán de la forma:

$$Ac = b, \text{ donde: } a_{1,1} = \sum_{k=1}^m 1 \cdot 1 = m \quad b_1 = \sum_{k=1}^m y_k = m\bar{y} \quad (20a)$$



Una vez que se encuentra la solución de los coeficientes c , $R(g)$ puede obtenerse a partir de c y b usando la fórmula:

$$R(g) = \frac{cb - m\bar{y}^2}{\sum_{k=1}^m y_k^2 - m\bar{y}^2}, \text{ donde } cb = \sum_{j=1}^n c_j b_j \quad (20b)$$

como un ejemplo particular: $L(x) = c_1 + c_2x$, se tiene un índice de determinación igual a:

$$R(L) = \frac{(c_1 \sum_{k=1}^m y_k + c_2 \sum_{k=1}^m x_k y_k) - m\bar{y}^2}{\sum_{k=1}^m y_k^2 - m\bar{y}^2} \text{ o } R(L) = \frac{c_1 b_1 + c_2 b_2 - m\bar{y}^2}{\sum_{k=1}^m y_k^2 - m\bar{y}^2} \quad (20c)$$

• **Aproximaciones multilíneales con mínimos cuadrados.**

Cuando se tienen funciones de más de una variable [8]; ésto es, $g = f(u, v, z)$, y se cree que se tiene una funcionalidad lineal en las distintas variables, es decir, si se cree que la siguiente función pueda representar esta linealidad:

$$g = c_0 + c_1 u + c_2 v + c_3 z, \quad (21)$$

y ajusta los datos de la siguiente tabla:

	u	v	z	$g = f(u, v, z)$
1	u_1	v_1	z_1	$f(u_1, v_1, z_1)$
2	u_2	v_2	z_2	$f(u_2, v_2, z_2)$
3	u_3	v_3	z_3	$f(u_3, v_3, z_3)$
...
m	u_m	v_m	z_m	$f(u_m, v_m, z_m)$

Se puede aplicar el método de mínimos cuadrados para hallar los coeficientes c_0 , c_1 , c_2 , y c_3 que mejor suavicen la función de esas variables tabuladas.

Del error cuadrado, de la función $E(g)$ que se aplica a la ecuación (21) se tiene:

$$E(g) = \sum_{i=1}^m [c_0 + c_1 u_i + c_2 v_i + c_3 z_i - y_i]^2, \quad (22a)$$

y derivando parcialmente respecto a cada coeficientes e igualando a cero a cada una, se tiene:



$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_0} = 2 \sum_{i=1}^m [c_0 + c_1 u_i + c_2 v_i + c_3 z_i - y_i] (1) = 0$$

$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_1} = 2 \sum_{i=1}^m [c_0 + c_1 u_i + c_2 v_i + c_3 z_i - y_i] (u_i) = 0 \tag{21b}$$

$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_2} = 2 \sum_{i=1}^m [c_0 + c_1 u_i + c_2 v_i + c_3 z_i - y_i] (v_i) = 0$$

$$\frac{\partial E(g)}{\partial c_3} = 2 \sum_{i=1}^m [c_0 + c_1 u_i + c_2 v_i + c_3 z_i - y_i] (z_i) = 0$$

Eliminando el 2 de (21b), y agrupando los términos de los coeficientes de un solo lado, y los términos de y del otro lado se tiene en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} m & \sum_{i=1}^m u_i & \sum_{i=1}^m v_i & \sum_{i=1}^m z_i \\ \sum_{i=1}^m u_i & \sum_{i=1}^m u_i^2 & \sum_{i=1}^m u_i v_i & \sum_{i=1}^m u_i z_i \\ \sum_{i=1}^m v_i & \sum_{i=1}^m v_i u_i & \sum_{i=1}^m v_i^2 & \sum_{i=1}^m v_i z_i \\ \sum_{i=1}^m z_i & \sum_{i=1}^m z_i u_i & \sum_{i=1}^m z_i v_i & \sum_{i=1}^m z_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_0 \\ c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^m y_i \\ \sum_{i=1}^m u_i y_i \\ \sum_{i=1}^m v_i y_i \\ \sum_{i=1}^m z_i y_i \end{bmatrix} \tag{21c}$$

Resuelva el sistema lineal para encontrar los coeficientes de la ecuación.

• **Ajuste de curva discreta ponderada.**

Dado m puntos como datos $P_k(x_k, y_k)$ y w_k pesos positivos [6,7] y un modelo lineal continuo de n parámetros : $g(x) = \sum_{j=1}^n c_j f_j(x)$, hallar los parámetros c_1, c_2, \dots, c_n , que minimicen el error el de $g(x)$:

$$E_w(g) = \sum_{k=1}^m w_k [g(x_k) - y_k]^2 = 0, \text{ Error cuadrado discreto ponderado de } g(x). \tag{22}$$

Si se toma $w_k = 1$, para toda k, la ecuación anterior se convierte en el ajuste de curvas discretas no ponderada, considerado anteriormente. Si se sabe que algunos y_k son más exactos, o bien si se consideran que son más importantes, entonces la función de $g(x)$ pueden forzar a que pase más cerca de los puntos correspondientes (x_k, y_k) aumentando sus pesos w_k respectivos.



• **Mínimos cuadrados con notación vectorial y la operación producto punto.**

Sean los vectores [6,7]:

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m), \mathbf{y} = (y_1, y_2, \dots, y_m), \text{ y } \mathbf{w} = (w_1, w_2, \dots, w_m) \quad (23)$$

El producto punto: $\mathbf{w} \cdot \mathbf{x} \cdot \mathbf{y} = w_1 \cdot x_1 \cdot y_1 + w_2 \cdot x_2 \cdot y_2 + \dots + w_m \cdot x_m \cdot y_m = \sum_{k=1}^m w_k \cdot x_k \cdot y_k \quad (23b)$

Si se define dos vectores funciones:

$$\mathbf{f}_1 = (f_1(x_1), f_1(x_2), \dots, f_1(x_m)) \quad \text{y} \quad \mathbf{f}_2 = (f_2(x_1), f_2(x_2), \dots, f_2(x_m)) \quad (24)$$

Para hallar los coeficientes c_1 y c_2 de la función:

$$g(x) = c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x) \quad (25)$$

Se obtienen aplicando el producto punto (23b):

$$\mathbf{f}_1 \cdot \mathbf{f}_2 = w_1 \cdot f_1(x_1) \cdot f_2(x_1) + w_2 \cdot f_1(x_2) \cdot f_2(x_2) + \dots + w_m \cdot f_1(x_m) \cdot f_2(x_m) = \sum_{k=1}^m w_k \cdot f_1(x_k) \cdot f_2(x_k) \quad (26)$$

Entonces las ecuaciones para los coeficientes c_1 y c_2 de (25), si $w_k = 1$ son:

$$\begin{aligned} c_1 f_1 \cdot f_1 + c_2 f_1 \cdot f_2 &= y \cdot f_1 \\ c_1 f_2 \cdot f_1 + c_2 f_2 \cdot f_2 &= y \cdot f_2 \end{aligned} \quad (27)$$

En forma general, para encontrar las constantes c_1, c_2, \dots, c_n de la función se tiene:

$$g(x) = c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x) + \dots + c_n f_n(x) \quad (28)$$

de lo que se obtiene:

$$\mathbf{f}_i \cdot \mathbf{f}_j = \sum_{k=1}^m w_k \cdot f_i(x_k) \cdot f_j(x_k) \quad \text{y} \quad \mathbf{f}_i \cdot \mathbf{y} = \sum_{k=1}^m w_k \cdot f_i(x_k) \cdot y_k \quad (29)$$

Para n-ésimo vectores funciones y en su forma matricial:

$$\begin{bmatrix} f_1 \cdot f_1 & f_1 \cdot f_2 & \dots & f_1 \cdot f_n \\ f_2 \cdot f_1 & f_2 \cdot f_2 & \dots & f_2 \cdot f_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_n \cdot f_1 & f_n \cdot f_2 & \dots & f_n \cdot f_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 \cdot y \\ f_2 \cdot y \\ \vdots \\ f_n \cdot y \end{bmatrix} \quad (30)$$

En el alizamiento de curvas, a veces unas cuantas ecuaciones no son suficientes para suavizar los puntos datos de un experimento, es por eso que a continuación se proporcionan



varias ecuaciones variables, en donde se pueden elegir combinaciones *no* repetitivas de esas ecuaciones.

El conjunto de ecuaciones:

$$f_n = \{1, x, x \ln x, x \sqrt{x}, x^2, x^2 \ln x, x^2 \sqrt{x}, x^3, \exp x, \sqrt{x} \ln x, \ln^2 x, x/\ln x, \sqrt{x}, \ln x, 1/\ln x, 1/\sqrt{x}, \ln x/x, 1/x, 1/x \sqrt{x}, \ln x/x^2, 1/x^2, \exp-x\}, \text{ donde: } n=1, \dots, 22 \text{ y } f_1=1 \quad (31)$$

y sus términos dependientes o transformaciones en las y 's son:

$$y = \{y, Lny, 1/y, \sqrt{y}, y^2\} \quad (32)$$

Para los cuales se formaran las ecuaciones según las combinaciones de funciones que se quieran.

Por ejemplo, Formar ecuaciones lineales con el primer término dependiente y , y dos coeficientes, de acuerdo a la notación vectorial y la operación *producto punto*, referida en (23b). Formando ecuaciones con términos simples y con intercepción se tiene la siguiente tabla:

$y = a+bx$	$Lny = a+bx$	$1/y = a+bx$	$\sqrt{y} = a+bx$	$y^2 = a+bx$
$y = a+bx \ln x$	$Lny = a+bx \ln x$	$1/y = a+bx \ln x$	$\sqrt{y} = a+bx \ln x$	$y^2 = a+bx \ln x$
$y = a+bx \sqrt{x}$	$Lny = a+bx \sqrt{x}$	$1/y = a+bx \sqrt{x}$	$\sqrt{y} = a+bx \sqrt{x}$	$y^2 = a+bx \sqrt{x}$
...
$y = a+b \exp -x$	$Lny = a+b \exp -x$	$1/y = a+b \exp -x$	$\sqrt{y} = a+b \exp -x$	$y^2 = a+b \exp -x$

formando ecuaciones: con dos términos y con intercepción, se tiene:

$y = a+bx+cx \ln x$	$Lny = a+bx+cx \ln x$	$1/y = a+bx+cx \ln x$	$\sqrt{y} = a+bx+cx \ln x$	$y^2 = a+bx+cx \ln x$
$y = a+bx+cx \sqrt{x}$	$Lny = a+bx+cx \sqrt{x}$	$1/y = a+bx+cx \sqrt{x}$	$\sqrt{y} = a+bx+cx \sqrt{x}$	$y^2 = a+bx+cx \sqrt{x}$
$y = a+bx+cx^2$	$Lny = a+bx+cx^2$	$1/y = a+bx+cx^2$	$\sqrt{y} = a+bx+cx^2$	$y^2 = a+bx+cx^2$
...
$y = a+bx+c \exp -x$	$Lny = a+bx+c \exp -x$	$1/y = a+bx+c \exp -x$	$\sqrt{y} = a+bx+c \exp -x$	$y^2 = a+bx+c \exp -x$
$y = a+bx \ln x+cx \sqrt{x}$	$Lny = a+bx \ln x+cx \sqrt{x}$	$1/y = a+bx \ln x+cx \sqrt{x}$	$\sqrt{y} = a+bx \ln x+cx \sqrt{x}$	$y^2 = a+bx \ln x+cx \sqrt{x}$
$y = a+bx \ln x+cx^2$	$Lny = a+bx \ln x+cx^2$	$1/y = a+bx \ln x+cx^2$	$\sqrt{y} = a+bx \ln x+cx^2$	$y^2 = a+bx \ln x+cx^2$
...
$y = a+bx \ln x+c \exp -x$	$Lny = a+bx \ln x+c \exp -x$	$1/y = a+bx \ln x+c \exp -x$	$\sqrt{y} = a+bx \ln x+c \exp -x$	$y^2 = a+bx \ln x+c \exp -x$



Continuación

función	transf. $y = Lny$	transf. $y = 1/y$	transf. $y = \sqrt{y}$	transf. $y = y^2$
$y = a + bx\sqrt{x} + cx^2$	$Lny = a + bx\sqrt{x} + cx^2$	$1/y = a + bx\sqrt{x} + cx^2$	$\sqrt{y} = a + bx\sqrt{x} + cx^2$	$y^2 = a + bx\sqrt{x} + cx^2$
$y = a + bx\sqrt{x} + cx^2 \ln x$	$Lny = a + bx\sqrt{x} + cx^2 \ln x$	$1/y = a + bx\sqrt{x} + cx^2 \ln x$	$\sqrt{y} = a + bx\sqrt{x} + cx^2 \ln x$	$y^2 = a + bx\sqrt{x} + cx^2 \ln x$
...
$y = a + bx\sqrt{x} + c \exp -x$	$Lny = a + bx\sqrt{x} + c \exp -x$	$1/y = a + bx\sqrt{x} + c \exp -x$	$\sqrt{y} = a + bx\sqrt{x} + c \exp -x$	$y^2 = a + bx\sqrt{x} + c \exp -x$
...

...,etc.

A continuación se presenta un algoritmo para resolver y crear ecuaciones, de las tablas anteriores, este algoritmo calcula tres coeficientes:

Algoritmo en C:

```
#include <windows.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#include <except.h>
#include <string.h>
#define MECS 22 // Número de RENGLONES.
#define MTRI 253 //de una matriz de MECSxMECS= MECS(MECS+1)/2 TRIANGULAR.
//Arreglo de funciones
char Func[MECS][7] = {"1", "x", "xLnx", "x^2", "x^2Lnx", "x^3", "Exp", "xLnx", "Ln^2x", "xLnx", "x",
                    "Lnx", "Lnx", "1/x", "Lnx/x", "x", "x^2", "Lnx/x^2", "x^2", "Exp-x"};

typedef double Arr5x5[5][5];
typedef short Arr4B[4];
typedef BOOL BOOL22[MECS];
typedef double Arr4f[4];
typedef BOOL Arr5Bol[5];
double **X, **Y, **W, **ApMatA, **ApB;
int **ApT;
Arr5x5 MatA;
BOOL22 Calcula;
int Mpto = 0;
Arr5Bol Yin;
Arr4f B;
////////////////////////////////////////////////////////////////////
//Calcula las funciones posibles y lo almacena en ApPhi
//Calcula la Matriz de las combs. posibles ApPhi y lo almacena en ApMatA
//Calcula la Matriz de terms. dependientes y lo almacena en ApB
////////////////////////////////////////////////////////////////////
void FUNS_Y_MATRIZ_TRIANG(Int Npto)
{ double **ApPhi, Sum;
  short i,j;
  int k, ktri=0; //para el arreglo triangular, elementos continuos
  for (j=0; j<MECS; j++) Calcula[j]= TRUE; //inicializa la banderas para las combs. de Ecs.
  try { // Gestiona memoria para la matriz ApPhi
    ApPhi= new double *(MECS); // Paso 1: Rengiones.
    for (j=0; j<MECS; j++)
      ApPhi[j]= new double {Npto}; // Paso 2: Columnas.
```



```

}
catch (xalloc){
    printf("MEMORIA INSUFICIENTE. Adios...");
    exit(-1);
}
for(j=0;j<MECS;j++) // Inicializa la matriz ApPhi
for(k=0;k<Npto;k++) ApPhi[j][k]= 0.0;
j= 4;
do{
    k= 0;
    do{
        if (j==4 ) ApPhi[j][k]= X[0][k]*X[0][k];
        if (j==12) if (X[0][k]>=0.0)ApPhi[j][k]= sqrt(X[0][k]);
        else Calcula[j]= FALSE;
        if (j==13) if (X[0][k]>0.0)ApPhi[j][k]= log(X[0][k]);
        else Calcula[j]= FALSE;
        k++;
    }while( (k<Npto)&&Calcula[j] );
    if (j==4) j= 12;
    else j= j+1;
}while (j<14);
for(j=0;j<MECS;j++)
{
    if ( (j==4)||(j==12)|(j==13) ) j++;
    k= 0;
    do{
        switch ( j )
        {case 0 : ApPhi[j][k]= 1.0; break;
        case 1 : ApPhi[j][k]= X[0][k]; break;
        case 2 : if (Calcula[13]) ApPhi[j][k]= X[0][k]*ApPhi[13][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 3 : if (Calcula[12]) ApPhi[j][k]= X[0][k]*ApPhi[12][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 5 : if ( Calcula[4]&&Calcula[13] ) ApPhi[j][k]= ApPhi[4][k]*ApPhi[13][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 6 : if (Calcula[4]&&Calcula[12]) ApPhi[j][k]= ApPhi[4][k]*ApPhi[12][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 7 : ApPhi[j][k]= ApPhi[4][k]*X[0][k]; break;
        case 8 : if (X[0][0]>=-120.0 && X[0][Npto-1]<=120.0) ApPhi[j][k]= exp(X[0][k]);
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 9 : if (Calcula[12]&&Calcula[13]) ApPhi[j][k]= ApPhi[12][k]*ApPhi[13][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 10: if (Calcula[13]) ApPhi[j][k]= ApPhi[13][k]*ApPhi[13][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 11: if (ApPhi[13][k]==0.0) Calcula[j]= FALSE;
                else ApPhi[j][k]= X[0][k]/ApPhi[13][k]; break;
        case 14: if (ApPhi[13][k]==0.0) Calcula[j]= FALSE;
                else ApPhi[j][k]= 1/ApPhi[13][k]; break;
        case 15: if (ApPhi[12][k]==0.0) Calcula[j]= FALSE;
                else ApPhi[j][k]= 1/ApPhi[12][k]; break;
        case 16: if (Calcula[13]&&(X[0][k]!=0.0)) ApPhi[j][k]= ApPhi[13][k]/X[0][k];
                else Calcula[j]= FALSE; break;
        case 17: if (X[0][k]==0.0) Calcula[j]= FALSE;
                else ApPhi[j][k]= 1/X[0][k]; break;
        case 18: if (ApPhi[3][k]==0.0) Calcula[j]= FALSE;
                else ApPhi[j][k]= 1/ApPhi[3][k]; break;
        case 19: if (Calcula[4]&&Calcula[13]) ApPhi[j][k]= ApPhi[13][k]/ApPhi[4][k];

```



```

        else Calcula[j]= FALSE; break;
    case 20: if (ApPhi[4][k]!=0.0) Calcula[j]= FALSE;
            else ApPhi[j][k]= 1/ApPhi[4][k];break;
    case 21: if (X[0][0]>= 120.0) ApPhi[j][k]= exp(-X[0][k]);
            else Calcula[j]= FALSE;break;
    }
    k+= 1;
    )while ( (k<Npto)&&(Calcula[j]) );
}
for (i=0;i<MECS;i++)//calcula las combs. y lo pone en una matriz con diag. Sup. ApMatA
for (j=i;j<MECS;j++)
{
    Sum= 0.0;
    if ( Calcula[j]&&Calcula[i] )
    for (k=0;k<Npto;k++) Sum+= ApPhi[i][k]*ApPhi[j][k]*W[0][k];
    ApMatA[0][ktri]= Sum;
    ktri+= 1;
}
ApT[0][i+1]= ktri;
}
//Calcula el término dependiente sumatoria(X*Y)
ktri= 0;
double ValY= 0.0;
for (i=0;i<5;i++) Yinv[i]=TRUE;
if ((Y[0][0]<=0.0)|| (Y[0][Npto-1]<=0.0) ) Yinv[1]=FALSE;//-->lny
if ((Y[0][0]<=0.0)|| (Y[0][Npto-1]<=0.0) ) Yinv[2]=FALSE;//-->1/y
if ((Y[0][0]<0.0)|| (Y[0][Npto-1]<0.0) ) Yinv[3]=FALSE;//-->sqrt(y)
for (i=0;i<5;i++)
{
    for (j=0;j<MECS;j++)
    { Sum= 0.0;
      if ( Calcula[j]&&Yinv[i] )
      for (k= 0;k<Npto;k++)
      { if (i==0) ValY= Y[0][k];
        if (i==1) ValY= log(Y[0][k]);
        if (i==2) ValY= 1/Y[0][k];
        if (i==3) ValY= sqrt(Y[0][k]);
        if (i==4) ValY= Y[0][k]*Y[0][k];
        Sum+= ApPhi[j][k]*ValY*W[0][k];
      }
      ApB[0][ktri]= Sum;
      ktri+= 1;
    }
}
// Borra memoria apartada para la matriz ApPhi
for (j=0;j<MECS;j++) delete[]ApPhi[j]; // Paso 1: Borra las Columnas
delete[] ApPhi; // Paso 2: Borra los Renglones
}
void CHOLESKY(int N,short Grado,Arr4f Sum_XY,Arr4f BB,double SumYY,int &NumEcs,char Cade[80])
//Procedimiento que resuelve ecs. simétricas y
//sin CEROS o NEGATIVOS en su diagonal principal
{ Arr5x5 L;
  double S,Sum,YY,Indice;
  int ndig=8;
  short i,j,k;
  BOOL Salir=FALSE,NoSol=FALSE, Bander;

```



```

char str[30];
i= 0;
j= Grado-2;
while ((i<Grado)&&(!Salir))
{
    if (MatA[i][j]<=0.0) Salir= TRUE;
    i+= 1;
}
if (!Salir)
{
    for (i=0;i<5; i++) for(j=0;j<5;j++) L[i][j]= 0.0;//Inicializa la Matriz L
    L[0][0]= sqrt(MatA[0][0]);
    for (i=1;i<Grado;i++) L[i][0]= MatA[i][0]/L[0][0];//elimina columna de abajo
    i= 1;
    do
    {
        S= 0.0;
        for (k=0;k<=(i-1);k++) S+= L[i][k]*L[k][i];
        if ((MatA[i][i]-S)<=0.0) NoSol= TRUE;
        else
        {
            L[i][i]= sqrt(MatA[i][i]-S);
            if (i==(Grado-1)) Salir= TRUE;
            else
            {
                for (j=i+1;j<Grado;j++)
                {
                    S= 0.0;
                    for (k=0;k<=(i-1);k++) S+= L[i][k]*L[k][j];
                    L[i][j]= (MatA[i][j]-S)/L[i][i];
                }
            }
        }
    }
    i= i+1;
}
while ((i<Grado)||(!Salir)&&(!NoSol));
//Substitución Progressiva o hacia Adelante
if (!NoSol)
{
    Bander= FALSE;
    BB[0]= BB[0]/L[0][0];
    if (BB[0]==0.0) Bander= TRUE;
    i= 1;
    if (!Bander)
    do
    {
        S= 0.0;
        for (j=0;j<=(i-1);j++) S+= BB[j]*L[j][i];
        BB[i]= (BB[i]-S)/L[i][i];
        if (BB[i]==0.0) Bander= TRUE;
        i+= 1;
    } while( (i<Grado)&&(!Bander));
    if (!Bander)/
    { // Substitución Regresiva o hacia Atrás. Obtiene Solución
        k= Grado-1;
        BB[k]= BB[k]/L[k][k];
        if (BB[k]==0.0) Bander= TRUE;
        i= k-1;
        if (!Bander)
        do
        {
            S= 0.0;
            for (j=k;j>=i;j--) S= S+BB[j]*L[j][i];
            BB[i]= (BB[i]-S)/L[i][i];
        }
    }
}

```



```

    if (BB[i]==0.0) Bander= TRUE;
    i= 1;
} while ( (i>=0)&&(!Bander) );
} //Bander
if (!Bander)
{ //Sumatoria: Solución por término dependiente
//Cálculo del índice de determinación
Sum= 0.0;
for (i=0;i<Grado;i++)Sum+= BB[i]*Sum_XY[i];
YY= Sum_XY[0]*Sum_XY[0]/N;
Indice= (Sum-YY)/(SumYY-YY);
if ((Indice>0.0)&&{Indice<=1.0})
{
    NumEcs= NumEcs+1;
    printf("Cade %s",Cade);
    gcvt(Indice,ndig+1,str);
    printf("Y2 = %s\n", str);
    for (i= 0;i<=k;i++)//despliega los coeficientes
    {gcvt(BB[i],ndig,str);
    printf("%s\n",str);
    }
}
} //Bander
} //!NoSol
}
else printf("No Calcula...");
}
//crea la matriz de coeficientes MatA y
//el vector de términos dependientes B
//para formar la matriz ampliada del sistema
void CREA_MATRIZ(int Npto,Int &NumEcs,short LocB, short m,short Grado,
    Arr4B Fun, //Vector para las combs. de Ecs. y loc. de elmntos.
    double SumYY, char Cade[80])
{short i,j,mGrado;
Arr4f BB,C;
int LocT,LocA; //LocT= localiza el elemento en el Array ApT
//LocA= localiza el elemento en el Array ApMatA
mGrado= Grado-1;
for(j=0;j<Grado;j++)
{LocT= ApT[0][Fun[j]];
    LocA= LocT+m-Fun[j];
    MatA[j][mGrado]= ApMatA[0][LocA];
    MatA[mGrado][j]= MatA[j][mGrado];
    if(j==mGrado) B[j]= ApB[0][Fun[j]+LocB];
}
for (i=0;i<Grado;i++)
{ C[i]= B[i]; //Vacía el Contenido de B a BB y C, para que lo pase
    BB[i]= B[i]; //a la función CHOLESKY
}
//Solución del sistema por CHOLESKY
CHOLESKY(Npto,Grado,BB,C,SumYY,NumEcs,Cade);
}

```



```

void Genera_Ecs(int Npto,int mecs,short LocB,int kecs,
               double SumYY,char CadenY[10],int &NumEcs)
{Arr4B Funcion; //Vector para las combs. de Ecs. y loc. de elmntos.
short ie,m;
char Cade[80];
Funcion[0]= 0;
ie= 1;//# de Ecs. para la función y=f1 (y= a+bx; de 1..21)
while (ie<MECS)
{
    if ((Calcula[ie])) //Generan ecs. de 1-21 ( y= a+bx a y= a+bexp-x )
    {
        Funcion[1]= ie;
        sprintf(Cade,"Ec_# %i %s a+b%s\n",mecs,CadenY,Func[ie]);
        CREA_MATRIZ(Npto,NumEcs,LocB,ie,2,Funcion,SumYY,Cade);
    }
    for (m=ie,m<MECS-1,m++)
    {
        If ((Calcula[ie])&&(Calcula[m+1]))
        { //Generan ecs. de 1001-1210, para 3 coef. (y= a+bx+cxlnx..)
            Funcion[2]= m+1;
            sprintf(Cade,"Ec_# %i %s a+b%s+c%s\n",kecs,CadenY,Func[ie],Func[m+1]);
            CREA_MATRIZ(Npto,NumEcs,LocB,m+1,3,Funcion,SumYY,Cade);
        }
        kecs= kecs+1;
    }
    ie= ie+1;
    mecs++;
}
}
//Sumatoria de las Y**2
//Sumatoria en Y
double Sumatoria_en_Y(int Npto,short Transf)
{ double SumYY= 0.0;
int k;
for (k=0;k<Npto;k++)
switch(Transf)
{
    case 0: SumYY+= Y[0][k]*Y[0][k]*W[0][k];break;
    case 1: SumYY+= log(Y[0][k])*log(Y[0][k])*W[0][k];break;
    case 2: SumYY+= (1/Y[0][k])*(1/Y[0][k])*W[0][k];break;
    case 3: SumYY+= sqrt(Y[0][k])*sqrt(Y[0][k])*W[0][k];break;
    case 4: SumYY+= (Y[0][k]*Y[0][k])*(Y[0][k]*Y[0][k])*W[0][k];break;
}
return (SumYY);
}
//Genera Cálculos y las combinaciones de Ecuaciones
//Genera Cálculos y las combinaciones de Ecuaciones
void GENERA_CALC_Y_ECUAC(int Npto)
{double SumYY;
int kecs,NumEcs,mecs;
short i,LocB;
char CadenY[10];
MatA[0][0]= (double )(Npto);//1er. elemnto. de la Matriz MatA.
NumEcs= 1;//# de Ecs. Generadas
for (i=0;i<5;i++)
{
    LocB= i*22;//Loc. para localizar los aitos. del término depte. en ApB
}
}

```



```

B[0]= ApB[0][LocB]; //1er. elemnto. del término dependiente B.
if ( YinV[i] )
{SumYY= Sumatoria_en_Y(Npto,i); //sumatoria de las Y**2
switch(i)
case 0:
    mecs= 1;
    kecs= 1001; // # de Ecs. para las funciones y=f1+f2 (y=
        // a+bx+cx2;1001-1210)
    strcpy(CadenY,"y=");
    Genera_Ecs(Npto,mecs,LocB,kecs,SumYY,CadenY,NumEcs);
break;
case 1://TRANSFORMADA EN Y lny
    mecs= 22;
    kecs= 1211; // # de Ecs. para las funciones lny=f1+f2
        // (lny= a+bx+cx2;1001-1210)
    strcpy(CadenY,"lny=");
    Genera_Ecs(Npto,mecs,LocB,kecs,SumYY,CadenY,NumEcs);
break;
case 2://TRANSFORMADA EN Y 1/y
    mecs= 43;
    kecs= 1421; // # de Ecs. para las funciones 1/y=f1+f2
        //(1/y= a+bx+cx2;1001-1210)
    strcpy(CadenY,"1/y=");
    Genera_Ecs(Npto,mecs,LocB,kecs,SumYY,CadenY,NumEcs);
break;
case 3://TRANSFORMADA EN Y sqrt(y)
    mecs= 64;
    kecs= 1631; // # de Ecs. para las funciones sqrt(y)=f1+f2
        //(y/2= a+bx+cx2;1001-1210)
    strcpy(CadenY,"y1/2=");
    Genera_Ecs(Npto,mecs,LocB,kecs,SumYY,CadenY,NumEcs);
break;
case 4://TRANSFORMADA EN Y y2
    mecs= 85;
    kecs= 1841; // # de Ecs. para las funciones y2=f1+f2
        //(y2= a+bx+cx2;1001-1210)
    strcpy(CadenY,"y2=");
    Genera_Ecs(Npto,mecs,LocB,kecs,SumYY,CadenY,NumEcs);
break;
} //switch
} //if ( YinV[i] )
} //for (i=0;i<5;i++)
printf("\n\n TOTAL DE ECS. GENERADAS= %d\n",NumEcs);
}

int main(void) //Programa principal
{ double xx,yy;
  int j;
  short m= 1;
  FILE *Arch;
  Arch= fopen("pijul1.dat","rt");
  if ( Arch==NULL )
  {printf("No Existe Archivo.....\n");
  exit(1);
  }
}

```



```

j= 0;
while ( !feof(Arch) )
{
    fscanf(Arch, "%f %f\n", &xx, &yy);
    j++;
}
fclose(Arch);
Mpto=;
try{//CREA LA MATRIZ TRIANGULAR e un vector ApMatA,
    //el Vector de Términos Dependientes ApB,
    //y la Localización de los elementos ApT.
    X= new double *[m]; //Vector del Arreglo X
    X[m-1]= new double [Mpto];
    Y= new double *[m]; //Vector del Arreglo Y
    Y[m-1]= new double [Mpto];
    W= new double *[m]; //Vector W de peso o ponderación
    W[m-1]= new double [Mpto];
    ApMatA= new double *[m]; // Paso 1: Renglones. MECS{(MECS+1)/2
    ApMatA[m-1]= new double [MTRI]; // Paso 2: Columnas.
    ApB= new double *[m];
    ApB[m-1]= new double [5*MECS];
    ApT= new int *[m]; // Paso 1: Renglones. para las Localidades
    ApT[m-1]= new int[MECS]; // Paso 2: Columnas. Loc.
}
catch (xalloc) {
    printf("MEMORIA INSUFICIENTE. Adios...");
    exit(-1);
}
Arch= fopen("pju11.dat", "rt");
j= 0;
while ( !feof(Arch) )
{
    fscanf(Arch, "%f %f\n", &X[0][j], &Y[0][j]);
    W[0][j]= 1.0;
    j++;
}
fclose(Arch);
int i= m-1;
for(j=0;j<MTRI;j++) // Inicializa la matriz ApMatA
ApMatA[j][j]= 0.0;
ApT[0][0]= 0; //la primera localización
FUNS_Y_MATRIZ_TRIANG(Mpto);
GENERA_CALC_Y_ECUAC(Mpto);
for(j=0;j<m;j++) // Borra la matriz ApMatA y ApT
{
    delete[]ApMatA[j];
    delete[]ApB[j];
    delete[]ApT[j];
    delete[]X[j];
    delete[]Y[j];
    delete[]W[j];
}
delete[]ApMatA;
delete[]ApB;
delete[]ApT;
delete[]X;
delete[]Y;
delete[]W;

return 0;
}

```



APENDICE B

INTERPOLACION CON SPLINE

Los polinomios han sido utilizados para aproximar funciones por sus propiedades matemáticas simples. Sin embargo, el problema de los polinomios en general, es que, tienden a producir ondulaciones indeseables entre los puntos, si n (número de puntos) es grande y están dispersos. Unos de los tipos de polinomios ampliamente usados para crear curvas a partir de un conjunto de puntos son llamados SPLINE, de los cuales en esta sección no se discutirá completamente toda la teoría y sus aplicaciones; ya que está fuera de nuestros propósitos. Solamente se listarán algunas propiedades interesantes de los polinomios cúbicos para obtener el spline [6,7,14].

La forma más simple de interpolar un conjunto de puntos dados con una curva es la siguiente. Dados n puntos: $P_0(x_0, y_0), P_1(x_1, y_1), \dots, P_n(x_n, y_n)$ para toda i

Una función que no tiene oscilaciones es $s(x)$, cuya gráfica consiste en segmentos de línea recta que conecta nodos consecutivos. Esta es llamada interpolación lineal segmentada. De la forma de Lagrange el segmento de línea que conecta P_i y P_{i+1} , está dada por:

$$s(x) = y_i \left[\frac{x - x_{i+1}}{x_i - x_{i+1}} \right] + y_{i+1} \left[\frac{x - x_i}{x_{i+1} - x_i} \right], \text{ cuando } x_i \leq x \leq x_{i+1} \text{ para } i=0,1,\dots,n-1 \quad (1)$$

Aunque esta función es continua usualmente es inadecuada para interpretar funciones suaves, ya que su gráfica presenta "picos" en P_1, \dots, P_{n-1} figura B.1.

La generalización de la ecuación (1) es la interpolación polinómica segmentada, que usa una función $s(x)$ cuya gráfica consiste en segmentos de gráficas de polinomios $q_i(x)$ que están unidas en P_1, \dots, P_{n-1} como se muestra en la figura B.2.

Si en P_i y P_{i+1} , tiene un punto de inflexión, entonces cada $q_i(x)$ debe ser por lo menos de tercer grado. La interpolación cúbica segmentada se refiere a la interpolación polinómica por segmentos donde cada $q_i(x)$ es cúbica.



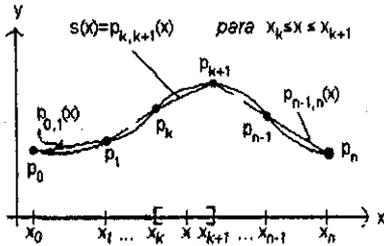


Figura B.1 Interpolación lineal segmentada.

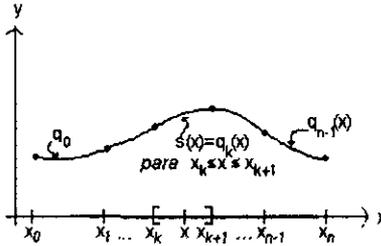


Figura B.2 Interpolación polinómica segmentada.

Funciones cúbicas segmentadas.

En la construcción de segmentos cúbicos de la función $s(x)$, se requiere de trazadores cúbicos $s(x)$, que está constituidos por $q_i(x), \dots, q_{n-1}(x)$, para $i=0, 1, \dots, n-1$, que satisfacen a:

$$s(x) = q_i(x) \text{ en } [x_i, x_{i+1}] \text{ para } i=0, 1, \dots, n-1 \tag{2}$$

y están conectadas con la misma pendiente y concavidad mediante:

- S0: $q_{i-1}(x_i) = y_i$ y $q_i(x_{i+1}) = y_{i+1}$ para $i=0, 1, \dots, n-1$
- S1: $q'_{i-1}(x_i) = q'_i(x_i) [= s'(x_i)]$ para $i= 1, \dots, n-1$
- S2: $q''_{i-1}(x_i) = q''_i(x_i) [= s''(x_i)]$ para $i= 1, \dots, n-1$

Se refiere a $s(x)$ como un trazador interpolante para P_0, \dots, P_n . Las $2n$ condiciones de interpolación en S0, junto con las $n-1$ condiciones de "suavidad" en S1 y en S2, aseguran que tanto $s(x)$ como su primera y segunda derivadas sean continuas en $[x_0, x_n]$. Geométricamente, la gráfica de un trazador cúbico es suave y tiene una tangente que cambia de manera continua en el intervalo $[x_0, x_n]$.

Si $s(x)$ es cúbico segmentado en $[x_0, x_n]$, entonces $s''(x)$ es lineal segmentado, cada segmento toma la forma general por S2 y (1).

$$q''_i(x) = s''(x_i) \left[\frac{x - x_{i+1}}{x_i - x_{i+1}} \right] + s''(x_{i+1}) \left[\frac{x - x_i}{x_{i+1} - x_i} \right], \text{ para } i= 0, 1, \dots, n-1 \tag{3}$$

Haciendo cambios de variables se tiene:

$$h_i = x_{i+1} - x_i \text{ y } p_i = s''(x_i) \tag{4}$$



Entonces (3) puede escribirse como:

$$q_i''(x) = \frac{\rho_i}{h_i}(x_{i+1} - x) + \frac{\rho_{i+1}}{h_i}(x - x_i), \quad i = 0, 1, \dots, n-1 \quad (5)$$

Obsérvese que: $\frac{(-1) \left[\frac{x - x_{i+1}}{x_i - x_{i+1}} \right]}{(-1) \left[\frac{x_i - x_{i+1}}{x_i - x_{i+1}} \right]} = \frac{x_{i+1} - x}{x_i - x_{i+1}}$ de la ecuación (5)

Integrando dos veces resulta $q_i'(x) + c_i$ y $q_i(x) + c_i x + d_i$, y por compatibilidad con (5) escribimos $c_i x + d_i$ en la forma equivalente $a_i(x_{i+1} - x) + b_i(x - x_i)$ de modo que del intervalo $[x_i, x_{i+1}]$ de la gráfica se tiene:

$$q_i(x) = \frac{\rho_i}{h_i} \frac{(x_{i+1} - x)^3}{6} + \frac{\rho_{i+1}}{h_i} \frac{(x - x_i)^3}{6} + a_i(x_{i+1} - x) + b_i(x - x_i) \quad (6)$$

Por S0, sustituyendo: $x = x_i$, en la ecuación (6) para $i = 0, 1, \dots, n-1$, obtenemos:

$$y_i = \frac{\rho_i}{6h_i}(x_{i+1} - x_i)^3 + \frac{\rho_{i+1}}{6h_i}(x_i - x_i)^3 + a_i(x_{i+1} - x_i) + b_i(x_i - x_i)$$

$$y_i = \frac{\rho_i}{6h_i}(x_{i+1} - x_i)^3 + a_i(x_{i+1} - x_i) = \frac{\rho_i}{6h_i}h_i^3 + a_i h_i$$

De igual forma para $x = x_{i+1}$, se tiene:

$$y_{i+1} = \frac{\rho_i}{6h_i}(x_{i+1} - x_{i+1})^3 + \frac{\rho_{i+1}}{6h_i}(x_{i+1} - x_i)^3 + a_i(x_{i+1} - x_{i+1}) + b_i(x_{i+1} - x_i)$$

$$y_{i+1} = \frac{\rho_{i+1}}{6h_i}(x_{i+1} - x_i)^3 + b_i(x_{i+1} - x_i) = \frac{\rho_{i+1}}{6h_i}h_i^3 + b_i h_i$$

$$y_i = \frac{\rho_i}{6}h_i^2 + a_i h_i \quad \text{y} \quad y_{i+1} = \frac{\rho_{i+1}}{6}h_i^2 + b_i h_i \quad (7)$$

Despejando a y b de (7): $a_i = \frac{y_i}{h_i} - \frac{\rho_i h_i}{6}$ y $b_i = \frac{y_{i+1}}{h_i} - \frac{\rho_{i+1} h_i}{6}$ sustituyendo en (6) para obtener la función de la spline, queda:



$$q_i(x) = \frac{\rho_i}{6} \left[\frac{(x_{i+1}-x)^3}{h_i} - h_i(x_{i+1}-x) \right] + \frac{\rho_{i+1}}{6} \left[\frac{(x-x_i)^3}{h_i} - h_i(x-x_i) \right] + \frac{y_i}{h_i}(x_{i+1}-x) + \frac{y_{i+1}}{h_i}(x-x_i) \quad (8)$$

$s(x)$ puede evaluarse como un $q_i(x)$ para $i = 0, 1, \dots, n-1$, si se puede hallar los valores de $\rho_0 = s''(x_0)$, $\rho_1 = s''(x_1)$, ..., $\rho_n = s''(x_n)$, con $n+1$ incógnitas.

Usando S1 en (8) obtenemos:

$$q'_i(x) = \frac{\rho_i}{6} \left[\frac{-3(x_{i+1}-x)^2}{h_i} + h_i \right] + \frac{\rho_{i+1}}{6} \left[\frac{3(x-x_i)^2}{h_i} - h_i \right] - \frac{y_i}{h_i} + \frac{y_{i+1}}{h_i} \quad (9a)$$

Evaluando para $x = x_i$ y haciendo $z_i = \frac{y_{i+1} - y_i}{h_i}$ en (9a), queda:

$$q'_i(x_i) = \frac{\rho_i}{6}[-2h_i] + \frac{\rho_{i+1}}{6}[-h_i] + z_i \quad (9b)$$

y a $x = x_{i+1}$

$$q'_i(x_{i+1}) = \frac{\rho_i}{6}[h_i] + \frac{\rho_{i+1}}{6}[2h_i] + z_i \quad (9c)$$

Sustituyendo i por $i-1$ en (9c) para obtener $q'_{i-1}(x_i)$

$$q'_{i-1}(x_i) = \frac{\rho_{i-1}}{6}[h_{i-1}] + \frac{\rho_i}{6}[2h_{i-1}] + z_{i-1}, \text{ donde } z_{i-1} = \frac{y_i - y_{i-1}}{h_{i-1}}$$

Igualándolo con (9b), obtenemos:

$$\begin{aligned} \frac{\rho_{i-1}}{6}[h_{i-1}] + \frac{\rho_i}{6}[2h_{i-1}] + z_{i-1} &= \frac{\rho_i}{6}[-2h_i] + \frac{\rho_{i+1}}{6}[-h_i] + z_i \\ h_{i-1}\rho_{i-1} + 2(h_{i-1} + h_i)\rho_i + h_i\rho_{i+1} &= 6(z_i - z_{i-1}) \end{aligned} \quad (10)$$

Haciendo $s'_{i-1}(1) = s'_i(0)$ para $i = 2, 3, \dots, n-1$ y con $p(1) = 0$ y $p(n) = 0$ que son las condiciones llamadas naturales y sustituyendo las variables h_i y z_i ,

$$(x_i - x_{i-1})\rho_{i-1} + 2(x_{i+1} - x_{i-1})\rho_i + (x_{i+1} - x_i)\rho_{i+1} = 6 \left(\frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i} - \frac{y_i - y_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} \right) \quad (11)$$

La ecuación (8), se puede expresar como:

$$s_i(t) = ty_{i+1} + (1-t)y_i + \frac{(x_{i+1} - x_i)^2}{6} \left((t^3 - t)\rho_{i+1} + ((1-t)^3 - (1-t))\rho_i \right)$$

donde: $t = \frac{x - x_i}{x_{i+1} - x_i}$

La generación del sistemas de ecuaciones de (11), es de la forma tridiagonal simétrico que se resuelve por el método de Thomas.

Realizando un cambio de variables:

$$u_i = x_{i+1} - x_i,$$

$$d_i = 2(x_{i+1} - x_{i-1}) \text{ y}$$

$$w_i = 6(z_i - z_{i-1}).$$

Se tiene, que para un conjunto de $n = 7$ puntos, el sistema de ecuaciones simultáneas siguiente en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} d_2 & u_2 & 0 & 0 & 0 \\ u_2 & d_3 & u_3 & 0 & 0 \\ 0 & u_3 & d_4 & u_4 & 0 \\ 0 & 0 & u_4 & d_5 & u_5 \\ 0 & 0 & 0 & u_5 & d_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_2 \\ p_3 \\ p_4 \\ p_5 \\ p_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_2 \\ w_3 \\ w_4 \\ w_5 \\ w_6 \end{bmatrix}$$

Para el cálculo de una spline cúbica y, para obtener los valores de las p 's y la evaluación de las mismas en el intervalo $[x_1, x_n]$, se tiene el siguiente algoritmo en C.

ALGORITMO EN C:

```
#include <windows.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#include <stdlib.h>
typedef float Arr30[30];
Arr30 U,D,X,Y,P;
int N,i;
float Valor;
```



```

BOOL EVALUA;
void SPLINE(Int N,Arr30 X,Arr30 Y,BOOL EVALUA)
{ Int i;
  Arr30 W;
  for(i=0;i<30;i++) W[0]= 0.0;
  If (N<1)
  {   EVALUA= TRUE;
      exit(-1); }
  U[0]= X[1]-X[0];
  If(N>=2) //Sist. Tridiagonal : D=Diagonal Principal., U=Diag. Izq. W=Term. Depte.
  {   for (i=1,i<N;i++)
      { D[i]= 2.0*(X[i+1]-X[i-1]);
        U[i]= X[i+1]-X[i];
        W[i]= 6.0*(Y[i+1]-Y[i])/U[i]-(Y[i]-Y[i-1])/U[i-1]); }
      //Condiciones en la Frontera; P Coeficientes del Polinomio del Spline
      P[0]=0.0; P[N]=0.0;
      for(i=1;i<N-1;i++)
      { W[i+1]= W[i+1]-W[i]*U[i]/D[i];
        D[i+1]= D[i+1]-U[i]*U[i]/D[i]; }
      //Obtiene P Coeficientes del Polinomio del Spline
      for (i=N-1;i>0;i--) P[i]= (W[i]-U[i]*P[i+1])/D[i];
  }
}

float Fcub(float ValX) //Evaluación cúbica de un número
{ return (ValX*ValX*ValX-ValX); }

float EVAL_SPLINE(float ValX,Arr30 X,Arr30 Y) //Función que evalúa el SPLINE
{ Int i=0;
  float Dx,t;
  while(ValX>X[i+1]) i++;
  t= (ValX-X[i])/U[i];
  Dx= (*Y[i+1]+(1-t)*Y[i]+U[i]*U[i]*(Fcub(t)*P[i+1]+Fcub(1-t)*P[i])/6.0;
  return (Dx); }

int main(void) //Programa principal
{ for(i=0;i<30;i++)
  { X[0]= 0.0; Y[0]= 0.0; U[0]= 0.0; D[0]= 0.0; P[0]= 0.0; }
  N= 5; //Ejemplo : Número y puntos datos
  X[0]= 1.0; Y[0]= log(1);
  X[1]= 2.0; Y[1]= log(2);
  X[2]= 3.0; Y[2]= log(3);
  X[3]= 4.0; Y[3]= log(4);
  X[4]= 6.0; Y[4]= log(6);
  EVALUA= FALSE;
  SPLINE(N,X,Y,EVALUA);
  If (!EVALUA) //imprime solución
  {   printf("\n Solución con incremento en X = 0.5...\n");
      float ValX= X[0];
      do( Valor= EVAL_SPLINE(ValX,X,Y);
        printf("Xinc= %8.5f Yeval= %8.5f\n",ValX,Valor);
        ValX= ValX+0.5; )
      while (ValX<=X[N-1]);
  }
  return 0;
}

```



Solución con incremento en $X = 0.5...$

$X_{inc} = 1.00000$ $Y_{eval} = 0.00000$
 $X_{inc} = 1.50000$ $Y_{eval} = 0.37259$
 $X_{inc} = 2.00000$ $Y_{eval} = 0.69315$
 $X_{inc} = 2.50000$ $Y_{eval} = 0.92570$
 $X_{inc} = 3.00000$ $Y_{eval} = 1.09861$
 $X_{inc} = 3.50000$ $Y_{eval} = 1.24919$
 $X_{inc} = 4.00000$ $Y_{eval} = 1.38629$
 $X_{inc} = 4.50000$ $Y_{eval} = 1.51100$
 $X_{inc} = 5.00000$ $Y_{eval} = 1.62167$
 $X_{inc} = 5.50000$ $Y_{eval} = 1.71602$
 $X_{inc} = 6.00000$ $Y_{eval} = 1.79176$



APENDICE C

Para llevar a cabo los cálculos de parámetros petrofísicos, a continuación se presentan las fórmulas empleadas de las cuales no se discutirán ampliamente sus teorías. Estos cálculos se encuentran subdivididos en tipos de pruebas con datos que son obtenidos de lectura de los instrumentos de medición en el laboratorio.

Análisis Convencional.

- **Contenido de fluidos (Saturaciones de fluidos).**

En éste tipo de prueba, se obtienen: Densidad de la roca (δ_r), volumen total de roca (V_r), volumen de gas (V_g), volumen de aceite (V_o), volumen de agua (V_w); para las cuales se calculan: Porosidad (\emptyset), saturación de aceite (S_o) y saturación de agua (S_w).

$$\delta_r = \frac{\text{Peso muestra seca} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]}{\text{Volumen de roca}} \quad (1)$$

$$V_r = \frac{\text{Peso muestra saturada}}{\delta_r} \left[\text{cm}^3 \right] \quad (2)$$

$$V_g = \frac{\text{Volumen inyectado de mercurio}}{V_r} * 100 [\%] \quad (3)$$

$$V_o = \frac{\text{Volumen de aceite corregido}}{V_r} * 100 [\%] \quad (4)$$

$$V_w = \frac{\text{Volumen de agua a } 800^\circ F}{V_r} * 100 [\%] \quad (5)$$

Se obtienen:

$$\emptyset = V_g + V_o + V_w [\%], \quad S_o = \frac{V_o}{\emptyset} [\%] \quad \text{y} \quad S_w = \frac{V_w}{\emptyset} [\%] \quad (6)$$

- La **porosidad** (\emptyset) en una roca se presenta como pequeños espacios intergranulares o intracrystalinos. Se define matemáticamente como el cociente del volumen de poros total de la roca (V_p) sobre el volumen total de la roca (V_r) [10,11]:



$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{donde } V_p = V_r - V_s \text{ [cm}^3\text{]}, \quad V_r = \pi D^2/4 \tag{7}$$

V_s = Volumen de sólidos [cm³]

D = Diámetro de la muestra [cm]

- La permeabilidad (K) de una roca es la capacidad que posee el espacio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de una red de poros interconectados. La característica de la permeabilidad de un medio poroso es el resultado de un descubrimiento empírico hecho por el famoso hidrólogo francés Darcy (1856). Dicha característica relaciona proporcionalmente el gasto o caudal de flujo (q) del fluido en movimiento a la carga hidrostática (gh_p), aumentada por la presión (p) ejercida sobre la superficie libre del liquido, es decir, $\Phi = (p + gh_p)$, que causa el flujo sobre una trayectoria de longitud (L). Φ es el potencial de flujo del fluido. La ley de Darcy en su forma elemental es:

$$q = -A k \frac{\Delta(p + gh_p)}{L} = -A k \frac{\Delta\Phi}{L} \tag{8}$$

donde:

- q : gasto
- k : permeabilidad absoluta
- p : presión
- g : constante de aceleración de la gravedad
- h : altura sobre un nivel cte. de referencia
- A : área transversal
- L : longitud
- ρ : densidad

Para lograr una aplicación general de las observaciones de Darcy, éstas deben generalizarse introduciendo en la relación original la viscosidad (μ) del fluido, ya que, Darcy trabajó con un sólo fluido, el agua, que tiene viscosidad unitaria. La ley de Darcy generalizada para un fluido homogéneo, es por tanto:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\Delta(p + gh_p)}{L} \tag{9}$$

y si L se mide en una dirección buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento con la horizontal es α, luego entonces $h = L \text{ sen } \alpha$; y la ley de Darcy se convierte en:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{L} + \rho g \text{ sen } \alpha \right) \tag{10}$$



Después la K se corrige por el efecto de Kiinkenberg[17].

Empíricamente, se ha encontrado que la constante de permeabilidad absoluta (k) puede ser independiente de las dimensiones del medio, de la presión ejercida sobre el fluido en movimiento (al menos en líquidos), y de la viscosidad del fluido.

La medición de la permeabilidad absoluta o al líquido en el laboratorio, se basa en la ecuación de Darcy.

La ecuación de Darcy, en su forma más simple y cuando se utiliza gas como fluido de medición se tiene que el gasto deberá ser medido a condiciones medias de laboratorio [17].

$$K_g = \frac{Q_{mg} \mu_g L}{A(P_e - P_s)} \quad (11)$$

Donde:

K_g = Permeabilidad al gas (Darcys)

Q_{mg} = Gasto del fluido a presión media (cm³/seg), $P_m = \frac{P_e + P_s}{2}$

μ_g = Viscosidad del gas utilizado (c.p.)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Area de la sección transversal de la muestra (cm²)

P_e y P_s = Presiones de entrada y salida de la muestra (atm)

Obtención de K_g por el método de orificio calibrado:

$$K_g = \frac{C_2 L (P_e^2 - P_s^2)}{A(P_e^2 - P_s^2)} \quad (12)$$

Considerando que las presiones son absolutas $P_e = P_{em} + P_s$ y $P_s = P_{sm} + P_s$, y que $P_s = 1$ atm, multiplicando por 1000 al segundo miembro de la ecuación y K_g se tendrá en mili Darcys (mD).

$$K_g = \frac{L}{A} * \frac{1000 * C_2 [(P_{sm} + 1)^2 - 1]}{(P_{em} + 1)^2 - (P_{sm} + 1)^2} \quad (13)$$

Donde:

K_g = Permeabilidad al gas, de la muestra (mD)

C_2 = Constante del orificio empleado = $\frac{Q_g \mu_g}{P_e - P_s} \left[\frac{cm^3 * c.p.}{seg * atm} \right]$

P_{em} = Presión de entrada manométrica, a la muestra (atm)



P_{sm} = Presión de salida manométrica, a la muestra (atm)

Con esta ecuación y los datos de la figura 5.10, del capítulo 5, se obtiene K_g con orificio calibrado.

Obtención de K_g por el método de fluómetro:

De la siguiente ecuación:

$$K_g = \frac{2 * L * P_o Q_o \mu_g}{A (P_o^2 - P_s^2)}$$

Considere $P_s = P_o$ y los términos Q_o y P_o serán Q_s y P_s ya que la presión de salida de la muestra, pasa directamente a la presión atmosférica y sustituyendo además $P_s = 1$ atm y multiplicado por 1000 se tiene:

$$K_g = \frac{2000 * L * Q_s \mu_g}{A (P_{sm} + 1)^2 - 1} \quad (14)$$

Ecuación para obtener K_g utilizando fluómetro.

Donde:

K_g = Permeabilidad al gas, de la muestra (mD)

Q_s = Gasto de gas en el fluómetro (cm³/seg)

μ_g = Viscosidad del gas utilizado (c.p.)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Area de la sección transversal de la muestra (cm²)

P_{sm} = Presiones manométrica de entrada a la muestra (atm)

Permeabilidad al líquido (K_L):

Se obtiene después de haber hecho varias mediciones de K_g a diferentes presiones medias de flujo y Klinkenberg propuso la siguiente ecuación para obtener la K_L [17]:

$$K_L = K_g \left(\frac{1}{1 + \frac{b}{P_m}} \right) \quad (15)$$

Donde:

K_L = Permeabilidad al líquido (mD)

K_g = Permeabilidad al gas ya sea por orificio o por fluómetro (mD)

b = Constante de Klinkenberg

P_m = Presión media de medición (atm) $P_m = \frac{P_o + P_s}{2}$



Esta ecuación puede expresarse como:

$$K_g = K_L + bK_L \left(\frac{1}{P_m} \right) \quad (16)$$

Para obtener la K_L , se propuso una correlación basada en 677 muestras [17]; Dicha ecuación de correlación es aproximadamente:

$$b = 0.5531K_L^{-0.3679}$$

Sustituyendo en (16), resulta:

$$P_m K_L + 0.5531 K_L^{0.6321} - K_g P_m = 0 \quad (17)$$

y aplicando algún método de aproximaciones sucesivas se obtiene el valor de K_L .

Pruebas Especiales.

- **Factor de formación (F_F).**

Se calcula siguiendo los datos de captura de la figura 5.12, del capítulo 5. Se obtienen: Resistividad del aceite (R_o) y (F_F).

$$R_o = \frac{(\text{Multiplicador})(\text{Lectura dial})(L_2 - L_1)(\text{Area de la muestra})}{\text{Distancia de } P_1 \text{ a } P_2} [\Omega - m] \quad (18)$$

$$F_F = \frac{R_o}{R_w} \quad (19)$$

donde: R_w = Resistividad del agua de la formación.

- **Índice de resistividad (I_R).**

Se calcula siguiendo los datos de captura de la figura 5.13, del capítulo 5, para obtener: Resistividad verdadera de la formación (R_t).

$$R_t = \frac{(\text{Multiplicador})(\text{Lectura dial})(L_2 - L_1)(\text{Area de la muestra})}{\text{Distancia de } P_1 \text{ a } P_2} [\Omega - m] \quad (20)$$

Dividiendo (38) entre (36), se obtiene I_R :

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (21)$$

- **Saturación de agua (S_w).**

Con los datos de captura de la figura 5.13, del capítulo 5, Se obtiene (S_w).



$$S_w = \frac{[\text{Peso semisaturada} - \text{Peso seca}]_{\text{muestra}} * (100) [\%]}{(V_p)(\delta_w)} \quad (22)$$

• **Presión Capilar (Pc) sistema mercurio - aire.**

Con los datos de captura de la figura 5.14 del capítulo 5, Se obtienen los siguientes parámetros:

$$VI = L - C [cm^3] \quad (23)$$

Donde:

VI= Volumen por rango de presión

L= Lectura del aparato

C= Ctte. de calibración a cada rango de presión

Saturaciones de mercurio (S_{Hg}) y de agua (S_w):

$$S_{Hg} = \frac{VI}{V_p} [fracc.] \quad \text{y} \quad S_w = 1 - S_{Hg} [fracc.] \quad (24)$$

Se calcula saturación de aceite residual (S_{or}) y saturación de agua irreductible (S_{wi}) con los valores iniciales y finales de C y L, respectivamente, de ésta manera:

$$S_{or} = \frac{L_i - C_i}{V_p} [fracc.] \quad \text{y} \quad S_{wi} = 1 - \frac{L_f - C_f}{V_p} [fracc.] \quad (25)$$

Se obtienen los valores de las permeabilidades relativas al agua (K_{rw}) y aceite (K_{ro}), respectivamente, de ésta manera:

$$K_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^{2+j} [mD] \quad (26)$$

$$K_{ro} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{S - S_{wi}} \right]^2 * \left(1 - \left[\frac{S_w - S_{wi}}{S - S_{wi}} \right]^j \right) [mD] \quad (27)$$

Donde:

$$S = 1 - S_{or},$$

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left(\frac{K}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{o} \quad J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{K}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}}, \text{ es un promedio del dato de presión capilar [12],}$$

Donde:



- P_c = Presión capilar
- σ = Tensión interfacial entre dos fluidos
- K = Permeabilidad
- ϕ = Porosidad
- θ = Angulo de contacto

• **Pruebas de desplazamiento.**

Sistema Agua - Aceite [18] y Gas - Aceite [13] con desplazamiento con Agua: Dulce o Salada, a partir de los datos de las fig. 5.19 y 5.20 del capítulo 5, se obtienen:

La permeabilidad efectiva al agua (K_w).

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L}{\Delta P A} [mD], \quad q_w = \frac{V_w}{t} \quad (28)$$

Donde:

- q_w : gasto medido
- V_w : Volumen de agua recuperado
- t : tiempo de recuperación (seg.)
- μ_w = viscosidad del agua (cp)
- L = Longitud de la muestra (cm)
- A = Area de la sección transversal de la muestra (cm²)
- ΔP = Caída de presión (atm)

Saturación de agua crítica (S_{wc}).

$$S_{wc} = 1 - \frac{\text{Volumen total de agua recuperado}}{V_p} \quad (29)$$

permeabilidad efectiva al aceite (K_o).

$$K_o = \frac{q_o \mu_o L}{\Delta P A} [mD] \quad (30)$$

Saturación residual del aceite (S_{or}).

$$S_{or} = \frac{\text{Vol. total de agua} - \text{Vol. total de aceite recuperado}}{V_p} \quad (31)$$

Permeabilidades relativas al aceite (K_{ro}), agua (K_{rw}) y gas (K_{rg}).



$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_L} @ S_{wc}, \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K_L} @ S_{or} \text{ y } \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K_L} \quad (32)$$

Flujos fraccionales de agua (f_w), de gas (f_g) y de aceite (f_o).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}}, \quad f_g = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_g}{K_{rg} \mu_o}} \quad \text{y} \quad f_o = 1.0 - f_w \quad (33)$$

Donde:

K_{ro} = Permeabilidad al aceite (mD)

K_{rw} = Permeabilidad al agua (mD)

K_{rg} = Permeabilidad al gas (mD)

μ_w = Viscosidad del agua (cp)

μ_o = Viscosidad del agua (cp)

μ_g = Viscosidad del gas (cp)

Saturación total de líquidos:

$$S_L = 1.0 - S_g$$

$$S_L = S_{wc} + S_{or}$$

$$S_{Hc} = 1.0 - S_w$$

$$S_{Hc} = S_o - S_g \quad (34)$$

Donde:

S_L = Saturación de líquidos

S_o, S_o = Saturación de gas y aceite

S_{Hc} = Saturación de hidrocarburos o saturación total de líquidos



APENDICE D

A continuación se presenta una tabla de nomenclatura utilizada en el cálculo de los parámetros petrofísicos:

NOMENCLATURA

Símbolo	Definición	Unidades
δP	Diferencia de Presiones	atm
ϕ	Porosidad	%
F_F	Factor de Formación	adm
F_g	Flujo Fraccional de Gas	fracción
F_w	Flujo Fraccional de Agua	fracción
I_R	Índice de Resistividad	adm
J	Exponente Adimensional	adm
K_g	Permeabilidad Efectiva al Gas	mD
K_g/K_o	Relación de Permeabilidades Efectivas Sistema Gas - Aceite	adm
K_i	Permeabilidad Absoluta al Gas	mD
K_o	Permeabilidad Efectiva al Aceite	mD
$K_{o=cte}$	Permeabilidad Efectiva al Aceite @ S_{wc} Permeabilidad Base	mD
$K_o @ S_{wc}$	Permeabilidad Efectiva al Aceite a la Saturación Crítica de Agua	mD
K_{rg}	Permeabilidad Relativa al Gas	adm
K_{ro}	Permeabilidad Relativa al Aceite	adm
K_{rw}	Permeabilidad Relativa al Agua	adm
K_w/K_{rw}	Relación de Permeabilidades Relativas Sistema Agua - Aceite	adm
K_w	Permeabilidad Absoluta al Agua Salada de Formación (Salmuera)	mD
$K_w @ S_o$	Permeabilidad Efectiva al Agua a Saturación de Aceite Residual	mD
P_c	Presión Capilar Sistema Mercurio - Aire	K_g/cm^2
R_o	Resistividad de la Muestra Saturada 100% con Salmuera	ohm-m
R_i	Resistividad Verdadera (Saturación de Agua Menor del 100%)	ohm-m
R_w	Resistividad del Agua	ohm-m
S	1 - La Saturación Residual de Aceite	fracción
S_g	Saturación de Gas	%
S_{gf}	Saturación de Gas Final	%
S_{gi}	Saturación de Gas Inicial	%



Continuación

Símbolo	Definición	Unidades
$S_t (S_o+S_{wc})$	Saturación Total de Líquidos	%
$S_{Lc} (S_{wc}+S_{or})$	Saturación Total de Líquidos Crítica	%
S_{or}	Saturación de Aceite Residual	%
S_w	Saturación de Agua	%
S_{wc}	Saturación Crítica de Agua	%
S_{wi}	Saturación de Agua Irreductible	%
T	Temperatura de la Prueba	°C
μ_g	Viscosidad del Gas	cP ^{***}
μ_o	Viscosidad del Aceite	cP
μ_w	Viscosidad del Agua	cP

$$1 \text{ Darcy} = \frac{\left(1 \frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right)(1 \text{ cp})(1 \text{ cm})}{(1 \text{ cm}^2)(1 \text{ atm})} \quad [10] \quad 1 \text{ mD} = \frac{1 \text{ Darcy}}{10^3} \text{ milí Darcy [mD]}$$

..

$$\text{centipoise} = \text{Pascal} \times \text{seg} [1 \times 10^{-3}] \quad \text{o} \quad \frac{\text{dina} \times \text{seg}}{\text{cm}^2} [1 \times 10^{-2}] \quad \text{o} \quad \frac{\text{lb masa}}{\text{pie} \times \text{seg}} [6.719689 \times 10^{-4}]$$

Centipoise [cp]

*** Adimensional (adm)

**** Atmósfera (atm)

