



42
223

**Universidad Nacional Autónoma
de México**

FACULTAD DE INGENIERIA

**MICROCOMPUTACION APLICADA A LA
INGENIERIA PETROLERA**

TRABAJO ESCRITO
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
Modesto Mercado Martínez

MEXICO, D. F.

1986





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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-189

Señor MERCADO MARTINEZ MODESTO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Dr. - Guillermo C. Domínguez Vargas, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"MICROCOMPUTACION APLICADA A LA INGENIERIA PETROLERA"

- I INTRODUCCION.
- II USO DE LAS MICROCOMPUTADORAS.
- III APLICACIONES EN INGENIERIA PETROLERA.
 - a) Programas sobre propiedades de los fluidos.
 - b) Programas sobre registros de pozos.
 - c) Programas sobre producción y evaluación de yacimientos de gas.
- IV EJEMPLOS DE APLICACION.
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- APENDICES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 2 de septiembre de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'GCBV'gtg

I N D I C E .

	Pag.
I.-INTRODUCCION	1
II.-USO DE LAS MICROCOMPUTADORAS	4
II.1.-Antecedentes Históricos	4
II.2.-Desarrollo e importancia de la Microcomputadora	7
II.3.-La Microcomputadora actual y su selección	9
III.-APLICACIONES EN INGENIERIA PETROLERA	20
III.1.-Propiedades de los fluidos	22
III.1.1.- Propiedades del gas	25
III.1.2.- Propiedades del aceite	37
III.1.3.- Propiedades del agua	45
III.1.4.- Análisis composicional del gas	50
III.2.-Programas sobre registros de pozos	57
III.2.1.- Cálculo de porosidad y saturación de agua	60
III.2.2.- Cálculo de la resistividad del agua	69
III.2.3.- Análisis del registro de tiempo de decaimiento de neutrones térmicos (T.D.T.)	75
III.3.-Programas sobre producción y evaluación de yacimientos de gas	81
III.3.1.- Determinación de la presión de fondo fluyendo o presión estática de un pozo de gas	83
III.3.2.- Evaluación de un yacimiento de gas	90
III.3.3.- Velocidades y gastos de gas minimos requeridos para transportar líquidos en la corriente de gas	97
III.3.4.- Balance de materia en yacimientos de gas	102
IV.-EJEMPLOS DE APLICACION	108

	Pag.
IV.1.- Localización de la profundidad de colocación de la bomba del aparato de bombeo eléctrico	110
IV.2.- Análisis de pruebas de presión	114
IV.3.- Flujo multifasico en tuberías	120
V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	131
GLOSARIO	133
APENDICE A (Listado de programas)	135
APENDICE B (Microcomputadoras más comunes disponibles en el mercado) ...	154
APENDICE C (Pseudocódigo)	164
NOMENCLATURA	170
BIBLIOGRAFIA	176

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

Debido a la gran proliferación de las diferentes Microcomputadoras y de las ventajas que proporcionan en relación con las Calculadoras de bolsillo y las computadoras grandes, es importante tener un conocimiento de estas y su posible aplicación en las diferentes areas. Por lo que este trabajo se ha desarrollado con el fin de introducir al lector en el tema de la Microcomputación y ejemplificar su uso con la solución de diferentes problemas de Ingeniería Petrolera.

Entre los problemas que presenta la calculadora de bolsillo estan; la incompatibilidad existente entre programas escritos para calculadoras con notación polaca y máquinas con lógica aritmética, su baja velocidad de ejecución y baja capacidad de memoria. Del otro lado las computadoras grandes son extremadamente rápidas, capaces de almacenar gran cantidad de datos, correr programas en diferentes lenguajes con unas cuantas modificaciones, sin embargo no son faciles de cambiar de ubicación, sensitivas al medio ambiente y caras tanto en costo como en consumo de recursos.

Por otro lado la Microcomputadora tiene características de gran importancia como son:

- El sistema permite almacenar datos en una forma fácilmente recuperable, de cualquier información a base de archivos.

- Tiene capacidad de graficación.

- Se utilizan programas ya elaborados con gran cantidad de aplicaciones, cuyo costo es relativamente bajo.

- El procesador de palabras hace la edición de borradores de reportes relativamente fácil.
- La adquisición automática de datos es obtenida rápidamente a partir de convertidores digital-analógico.

Todo lo anterior hace a la Microcomputadora, además de una herramienta del ingeniero práctico, una herramienta con gran potencial educativo, pues con esta es posible mejorar el aprendizaje de conceptos básicos ya que un aprendizaje de este tipo puede ser mas efectivo que observar pasivamente conceptos similares en un libro de texto y puede ser un buen camino para infundir juicio ingenieril en los estudiantes.

Sin embargo las Microcomputadoras no pueden manejar todas las necesidades de computación en Ingeniería Petrolera. Por ejemplo: Simulación compleja de Yacimientos no podría ser operada efectivamente en las Microcomputadoras actuales. Esta deficiencia pierde cierta importancia debido a dos razones. Primero, la Microcomputadora puede trabajar como una terminal para realizar calculos con programas adaptados a computadoras grandes. Finalmente los resultados pueden ser transmitidos a la Microcomputadora a las capacidades anteriores para generar la salida deseada. Segundo, las capacidades de la Microcomputadoras estan creciendo rápidamente.

Actualmente las Microcomputadoras tienen mucho mas capacidad que las computadoras grandes de hace 25 años.

Para ejemplificar el uso de la Microcomputadora en Ingeniería Petrolera, el presente trabajo contiene una serie de programas escritos en lenguaje BASIC¹ aplicables en diferentes areas, presentados en la forma siguiente:

Los programas se agrupan en capítulos de acuerdo al area de aplicación como son: propiedades de los fluidos, registros de pozos y producción y evaluación de Yacimientos de gas.

Antes de indicar el desarrollo de cada programa, se hace una breve revisión de los conceptos, variables y unidades manejadas, posteriormente se presenta un desarrollo del algoritmo empleado, los datos requeridos por el programa y los requerimientos de estos para emplearse como subrutina y algunos ejemplos numéricos.

Al final del trabajo se presentan ejemplos de programas que requieren como subrutina algunos de los programas independientes anteriores para mostrar su utilidad.

Además se proporcionan los listados de los programas empleando -- una Microcomputadora COLUMBIA.

Estos programas fueron seleccionados por su utilización general y porque muestran la velocidad y empleo de una Microcomputadora, dejándolos grabados en disco flexible quedando a disposición del usuario.

C A P I T U L O I I

USO DE LAS MICROCOMPUTADORAS

II. 1 Antecedentes Históricos.

En vista de la creciente necesidad de manejar la información con la mayor celeridad y eficiencia, en todo el mundo aumenta constantemente el uso de medios de computación y manejo de la información, debido a lo cual se ha sentido la necesidad de poseer medios electrónicos cada vez más perfeccionados para mantenerse a tono con el rápido desarrollo del mundo en que vivimos.

El primer paso importante que eventualmente conduciría al uso generalizado de la computadora fue dado por CHARLES BABBAGE, matemático inglés que vivió en el siglo XIX. Babbage inventó un dispositivo que denominó MAQUINA. Este dispositivo poseía los tres elementos básicos de la computadora moderna para ejecutar instrucciones: un centro lógico, memoria y unidad de control. La característica más avanzada era que podía programarse.

A pesar de sus innovaciones técnicas la máquina analítica adolecía de serias desventajas. Además nunca se pudo producir comercialmente porque no existían los medios ni la mano de obra especializada necesarios. Sin embargo, si se hubiera construido habría ocupado un espacio equivalente al de una cancha de fútbol !

La primera computadora electrónica digital se denominó ENIAC (ELECTRONIC NUMERICAL INTEGRATOR AND CALCULATOR o sea Integradora y Calculadora Electrónica Numérica). Fue desarrollada en la Universidad de Pensilvania, Estados Unidos, y ocupa un espacio equivalente al de un garage doble; pesaba 30 toneladas y consumía suficiente energía eléctrica como para satisfacer las necesidades de un pueblo chico.

Entre sus elementos funcionales, ENIAC contaba con 18,000 válvulas de vacío, 70,000 resistores, 10,000 capacitores y 6,000 conmutadores. Poseía una capacidad de 16,000 bytes de memoria de acceso al azar. Pero no podría haber competido con la capacidad del promedio de versiones de la Computadora personal de 1980, que pesaba 10 kg. y costaba 500 dólares.

La primera versión comercial de esta computadora, la UNIVAC 1 (UNIVERSAL AUTOMATIC COMPUTER), apareció a principios de la década del 50. Las computadoras anteriores se utilizaban exclusivamente con fines científicos, pero con la entrega de la UNIVAC 1 a la General Electric las computadoras se introdujeron en el ámbito comercial. Se fabricaron en total 45 de estas máquinas, pero ninguna de ellas podía comunicarse con las otras.

Con la aparición del transistor en la misma década de los 50 nació la segunda generación de computadoras. Los transistores ocupaban - considerablemente menos espacio que la válvula, funcionaban a una velocidad muy superior y consumían una fracción de energía. Además, con la disminución del tamaño de los instrumentos se produjo una reducción de precio. Las primeras computadoras transistorizadas, o sea de estado sólido eran alambradas a mano. No transcurrió mucho tiempo sin que los - fabricantes de productos electrónicos descubrieran que el alambrado podía efectuarse automáticamente en circuitos impresos en placas o tablas. Así nacieron los circuitos integrados, cuyas conexiones podían grabarse por ataque químico en un solo chip o placa de silicio. Estos minúsculos circuitos integrados podían contener una sección completa - de computadora con este procedimiento.

En esta tercera generación de computadoras se desarrollaron las unidades centrales de procesamiento y las minicomputadoras. Las procesadoras centrales, que todavía consistían en enormes estructuras, se --

instalaban en grandes centros de computación provistos de aire acondicionado y eran atendidas por un impresionante conjunto de programadores y operadores. Las minicomputadoras por su parte, comenzaron a aparecer en lugares más conspicuos. Tuvieron sus primeras aplicaciones en el control de elaboración industrial y en procesamiento de datos - para tareas menores.

Sin embargo, todavía se necesitaba otro paso en la evolución de la industria para llegar al avanzado estado actual de la tecnología en computación. El microcircuito que en esta etapa desempeñaba únicamente las funciones específicas con que se había programado, necesitaba tener más adaptabilidad de aplicaciones. Esta adaptabilidad se logró en 1971 con el desarrollo del microprocesador dispositivo -- que contenía la unidad central de procesamiento completa en un solo microcircuito y permitía ser programado para efectuar una amplia variedad de funciones. Gracias a la invención del microprocesador, entramos en la era de la computadora personal.

La primera señal visible de la revolución microeléctrica ocurrió en 1972, año en que Hewlett-Packard introdujo la primera calculadora científica de tamaño manual, el modelo HP-35. Una de las características más avanzadas de este instrumento era su posibilidad de suministrar las funciones trigonométricas de cualquier número con la pulsación de una sola tecla.

Tres años más tarde en 1975, apareció la primera generación -- de computadoras personales, entre ellas la Altir 8800, una máquina -- para aficionados a la electrónica que se podía adquirir en piezas -- sueltas o armada, pero que desapareció del mercado casi con la misma rapidez con que fue introducida. Sin embargo abrió las puertas a un mundo de posibilidades.

II. 2 Desarrollo e importancia de la Microcomputadora.

Las industrias de la electrónica y de la computación son las que crecen con mayor rapidez en el mundo. En 1980, 24 compañías vendieron 724,000 computadoras personales por un total de 1,800 millones de dólares. En el año siguiente otras 20 compañías entraron a participar en este lucrativo mercado con lo que las ventas se duplicaron al colocarse 1'400,000 unidades por un total aproximado de tres mil millones de dólares. En 1982 pasaban de cien las compañías que competían en este mercado y las ventas ascendieron a unos tres millones de unidades por un valor de cinco mil millones de dólares.

El mercado norteamericano de computadoras personales bien puede alcanzar un volumen de ventas anuales de 20,000 millones de dólares a principios de la década de 1990, sin tomar en cuenta las ventas de materiales de programación. Según opinión de numerosos expertos de la industria, el desarrollo de programas lleva un retraso de tres años con respecto a la producción de equipos. Esta diferencia disminuirá considerablemente en los próximos años debido a que el desarrollo de programas se está convirtiendo en una de las industrias más dinámica de los Estados Unidos. Muchos proveedores, que están deseosos en participar en un mercado tan lucrativo, se apresuran a satisfacer las necesidades creadas por la profusión de computadoras. La computadora personal se ha convertido en un producto tan común como el automóvil y el televisor. Infinitas tareas que anteriormente requerían la gran capacidad de una computadora central, se están efectuando cada vez más mediante computadoras personales, las que están quedando al alcance de todos los niveles de las empresas y organizaciones.

El personal de las empresas se está liberando de tareas fatigosas y rutinarias lo que le permite dedicar más tiempo a funciones creadoras y productivas.

Las oficinistas, por ejemplo, están adquiriendo pericia en las tareas de archivo y confección de índices por medios electrónicos. Los contadores pueden desprenderse del gran libro tradicional y sustituirlo por hojas electrónicas de distribución o análisis.

Además se pueden analizar las tendencias del mercado, detectar los efectos de las variaciones estacionales y mantener actualizados los datos referentes a las ventas.

La computadora permite captar con suma rapidez los elementos - claves que influyen en las tendencias comerciales: esto permite efectuar evaluaciones, estimaciones y planificaciones con el fin de tomar las medidas que consideren más apropiadas.

La computadora personal ofrece otra posibilidad: el uso de telecomunicaciones y la formación de redes de computadoras.

II. 3 La Microcomputadora actual y su selección.

¿Como hay que elegir una Microcomputadora? ¿Cuáles son los datos a evaluar antes de la elección? ¿Como hay que interpretar estos datos y características?... estas son algunas de las preguntas a las que hay que encontrar respuesta a la hora de adquirir un equipo informático.

Para facilitar la interpretación de los datos que se van a aportar es preciso dar a conocer previamente cuales son los elementos básicos que intervienen en un sistema informático y los parametros que lo definen.

1.- La unidad central.

a) El Microprocesador.

El lugar en el que reside la "eletrónica inteligente" del sistema, y que hace que éste sea más o menos potente, se denomina Unidad Central.

El "cerebro" de todo microordenador y, en definitiva, de su unidad central, es el microprocesador: un circuito integrado que contiene - en su interior un chip de silicio, no más grande que una uña y que controla todo el funcionamiento del sistema.

Las características del microprocesador determinan, en gran medida, la potencia y capacidad operativa que va a tener la máquina. En cuanto a su arquitectura, existen dos grandes familias de microprocesador: de 8 y 16 bits, aunque ya están al alcance de la mano los de 32 bits.

En el pasado la mayoría de los paquetes de programas fueron escritos para el Zilog Z-80 o Intel 8080 bajo el sistema operativo Investigador Digital CP/M. Desde 1982 los paquetes de programas comunmente - trabajados incluyendo los especificos a la industria petrolera han sido -

escritos para el microprocesador serie 8088/8086 (o 80286) bajo el sistema operativo Microsoft Corporation MS-DOS. Por esta razón las computadoras que usan series Intel 8088/8086 (o 80286) son recomendadas en aplicaciones de ingeniería petrolera. Generalmente, estas computadoras podrían aceptar el coprocesador Intel 8087/80287 en unión al procesador principal, el cual puede reducir considerablemente el tiempo de ejecución de muchos programas que usan funciones matemáticas tales como exponenciales, hiperbólicas, logaritmos y trigonométricas.

b) Memoria residente.

La memoria residente es la zona de la unidad central destinada al almacenamiento de información; normalmente memoriza programas, más o menos complejos, para su ejecución inmediata. Si la cantidad de memoria disponible es reducida, el microprocesador podrá dar acceso a pocos datos directamente, lo cual constituye un factor restrictivo. Los microordenadores vienen de fábrica con un determinado volumen de memoria que, normalmente se mide en kilobytes. Esta memoria suele ser ampliable, por medio de módulos conectables a la unidad principal, hasta un límite máximo que es característico de cada ordenador.

La zona básica de la memoria principal o residente es del tipo denominado RAM, esto es: memoria de acceso aleatorio (Random Access Memory) La característica de "acceso aleatorio" indica en resumidas cuentas que el "cerebro de la máquina" (el microprocesador) puede grabar (escribir) o extraer (leer) datos en la memoria sin tener que seguir un orden.

Otro tipo de memoria incluida en la unidad central es la que obedece al apelativo de ROM o memoria de solo lectura. En ella el fabricante graba las instrucciones básicas que coordinarán el funcionamiento del microordenador. Las instrucciones que tiene grabadas la ROM suelen ser exclusivas de cada máquina e incluso defendidas por un derecho de autor

c) Líneas de comunicación.

La tercera zona básica de la unidad central de cualquier ordenador es la constituida por los elementos que permiten la transferencia de información en ambos sentidos: entrada y salida. Estos elementos de acceso suelen adoptar la denominación anglosajona de "ports": puertos para la entrada o salida de bits (ceros y unos). A ellos se conectan los dispositivos que aportan o reciben información "al o desde" el microordenador.

Básicamente, existen dos tipos de accesos o "ports": serie o paralelo. Esta distribución se refiere únicamente al formato en el que se transfieren los datos: si es un bit a la vez el que transmite, el acceso será de tipo serie, mientras que si son varios los bits que se canalizan simultáneamente, el tipo de acceso o comunicación será paralelo.

Uno de los accesos (ports) más importantes es el que se utiliza para conectar la impresora al ordenador y uno de los formatos más comunes es el tipo serie que responde a las siglas RS/232.

2. El teclado.

El teclado es el órgano más común a través del que el usuario se comunica con el ordenador, introduciendo la información oportuna. En algunos casos, el teclado está integrado en la misma caja que contiene a la unidad central; en otros, está separado físicamente de la misma, manteniendo la unión a través del cable.

El número de teclas tiene su importancia en cuanto a que permite una mayor o menor flexibilidad en el manejo de la máquina. Al hablar de teclados, podemos referirnos a dos tipos básicos: el tipo más profusamente utilizado es el denominado QWERTY, esta palabra corresponde al orden en que van dispuestas las teclas de la primera fila. Existe una segunda va-

riante que obedece a las siglas AZERTY. Las diferencias entre ambos tipos básicos de teclado no tiene mayor importancia a la hora del funcionamiento del microordenador. Por otra parte, las teclas pueden estar agrupadas en un bloque único, o distribuidas en varias zonas. Así por ejemplo, cada vez son mas los ordenadores que disponen de un teclado numérico separado, éste resulta de gran utilidad cuando hay que introducir frecuentemente una gran cantidad de datos numéricos. También independiente de teclas "funcionales", teclas que al accionarlas ejecutan directamente o escriben en el programa un conjunto de instrucciones más o menos complejas.

3.- La Pantalla.

El tercer elemento que entra en juego es la pantalla: el dispositivo más frecuentemente utilizado por los ordenadores para presentar sus datos y respuestas al usuario. En este punto existen dos posibilidades: los microordenadores que emplean un televisor doméstico normal, en color o blanco y negro y los que utilizan un monitor (también del blanco y negro o color), aunque en este último caso es más frecuente que la pantalla sea de fósforo de color verde o ámbar. Una característica importante de la pantalla es su formato, definido por el número máximo de filas y columnas de caracteres que pueden aparecer simultáneamente sobre la misma. Otra propiedad importante es la posibilidad de obtener gráficos sobre la pantalla y si estos son de alta o baja resolución. En el caso de las pantallas de color, es oportuno conocer el número de colores generables y en las de blanco y negro su escala de grises.

4.- Memorias de masa.

Cuando es necesario almacenar una gran cantidad de información: programas o datos, se recurre a las llamadas memorias de masa, o lo que es lo mismo a dispositivos de alta capacidad que memorizan indefinida-

mente todos los bits y bytes que deseemos almacenar. En la actualidad, - las memorias de masa más utilizadas con los microordenadores son los discos flexibles (diskets) y los discos rígidos también denominados discos - duros. Los diskets o "floppy disks" son discos magnéticos flexibles, que vienen protegidos dentro de una funda de papel y cuya capacidad de almace- namiente varía entre límites muy diversos. En lo relativo a tamaño, los discos flexibles más comunes son los 5½ pulgadas y 8 pulgadas, aunque ya están empezando a ponerse de moda los recién llegados de 3.5 pulgadas. El principio de funcionamiento de los discos rígidos es semejante al de los flexibles, aun cuando existe una diferencia sustancial en su tecnología y capacidad de almacenamiento.

a) Capacidad de expansión.

En la mayoría de los paquetes de programas para microcomputadora de aplicación petrolera, se requiere memoria adicional y puertos de entra- da/salida sobre la configuración común proporcionada por la computadora.

Generalmente, un mínimo de 256 kbytes de memoria interna, así co- mo un puerto en serie (comunicación asincrónica) y/o en paralelo (comuni- cación sincrónica) es requerido; sin embargo, paquetes de programas indi- viduales pueden tener otros requerimientos. Estas son logradas para mu--- chas computadoras por instalación de tarjetas de expansión.

b) Memoria externa.

Las microcomputadoras para tareas de aplicación, generalmente in- cluyen una unidad de disco flexible como equipo normal. Un mínimo de dos unidades de disco de doble lado, es considerado esencial para aplicacio-- nes petroleras para eliminar consumo de tiempo en cambios del disco en -- transferencias entre programas y archivos de datos.

Los discos flexibles pueden almacenar una gran cantidad de informa- ción, tal como registro e historias de producción de pozos para las peque

ñas y medianas compañías petroleras.

Cada disco de 5¹/₄ pulgadas (13 cm.) doble lado, doble densidad puede -- almacenar mas de 360 kbytes o 1.2 mBytes de información dependiendo del sistema operativo usado. Estos son relativamente faciles de transportar y copiar pero -- también son faciles de destruir si el operador no tiene cuidado. Estos son sin embargo lentos al recuperar información y esto podria no ser la solución mas efectiva en costo para algunas compañías.

El colocar un disco duro a una microcomputadora expande bastante su -- capacidad de almacenamiento de datos. Esto también permite el acceso rápido a programas y datos, lo cual tiende a reducir el tiempo de procesado. Los discos -- duros son disponibles para microcomputadoras en una variedad de rangos de tamaño de 5,000 k hasta mas de 70,000 kbytes. Estos son parcialmente usados en aplicaciones petroleras cuando una gran cantidad de información debe ser almacenada como puede ser contabilidad de producción y registros de mantenimiento.

5.- Dispositivos periféricos.

El concepto informático asociado a este término coincide con su significado mas literal. Los periféricos son los dispositivos a través de los que el ordenador se comunica con el exterior, captando información y entregándola. Dentro -- de este grupo están las impresoras, los modems para comunicación telefónica entre ordenadores, los plotters o trazadores gráficos, unidades de cinta magnética, -- lectores de código de barras, lápiz óptico, digitalizadores, monitores de rayos catódicos, etc.

a) Impresoras.

Son periféricos de salida que imprimen en un papel los datos que -- reciben del ordenador. Hay dos clasificaciones principales de impresoras --

características usadas con microcomputadoras: calidad de letra y matriz de puntos. Ambas son disponibles en un amplio rango de precios. Los elementos críticos a revisar cuando se seleccione una impresora incluye la calidad de salida, velocidad, capacidad de fabricación y compatibilidad con el equipo y paquetes de programas.

Para aplicaciones de ingeniería petrolera, impresoras de matriz de puntos proporciona la mayor flexibilidad debido a que permite el uso de diferentes tamaños de impresión y gráficas; sin embargo, la impresora de matriz de puntos usada en correspondencia puede no ser lo normal.

Impresoras de línea y a laser son también disponibles para aplicaciones de alta velocidad y calidad. Sin embargo su costo puede colocarse fuera del rango de uso.

b) Trazadores gráficos o plotters.

Trazan gráficas sobre papel con los datos que les suministran el ordenador.

Hay disponibles diferentes plotters relativamente baratos para microcomputadoras de diferentes fabricantes. Estos plotters tienen entre una y ocho plumas reemplazables, y aceptan una variedad de tamaños de papel. Estos requieren para su uso de paquetes de programas diseñado específicamente para trazadores gráfico que podran ser revisados cuidadosamente por el comprador. Tamaño de papel deseado, velocidad de graficación, calidad y característica tales como alimentación continua de papel debere ser evaluado antes de comprar.

c) Monitores.

Visualizan la información de salida del ordenador sobre una pan

talla semejante a la de los receptores de TV.

Los monitores de computadora o pantallas de rayos catódicos son -- disponibles en color o blanco y negro con varias resoluciones que son adecuados para texto, gráficas o una combinación de ambos. Como otros componentes periféricos, la compatibilidad con los paquetes de programas es crítico en la selección de monitores.

Para aplicaciones petroleras, un monitor con alta resolución para uso combinado es recomendado. Aunque el color no es crítico, esto es deseable para el uso de programas que proporcionan colores para facilitar en la distinción de varias porciones de la pantalla.

d) Lápiz óptico.

Permite la introducción de datos aplicando el dispositivo sobre -- una pantalla de rayos catódicos.

e) Digitalizadores.

Se utilizan para codificar e introducir en el ordenador datos directamente extraídos de un dibujo o un plano.

Los digitalizadores son particularmente útiles en mapas y análisis de registros.

f) Modems.

Periféricos de entrada/salida que permiten la comunicación entre -- el ordenador y el mundo exterior a través de una línea telefónica.

Los modems generalmente transmiten datos a velocidad de 300 a -- 2,400 baud con precios dependiendo generalmente de la velocidad de transmisión. Para muchas aplicaciones el comprador podría considerar seriamente para comprar una unidad de 1,200 o 2,400 baud para que el tiempo de conexión entre computadora y teléfono sea reducido.

6.- Sistemas operativos y lenguajes de programación.

A la hora de analizar un ordenador no solo hay que tener en cuenta sus elementos físicos o circuitería (Hardware) sino que también hay -- que evaluar sus posibilidades y herramientas de programación (características "Software"). En esta etapa, hay que tener en cuenta cual es el -- sistema operativo que incorpora, o lo que es lo mismo, el conjunto de programas cuya misión consiste en coordinar la actuación global del ordenador.

El sistema operativo puede estar almacenado dentro de una o varias unidades de memoria de sólo lectura (ROM), o simplemente grabado en un disco flexible.

Además del sistema operativo el ordenador precisa de algún programa traductor que le permita interpretar y, en consecuencia, ejecutar las ordenes del usuario. El traductor en cuestión debe ser "experto" en el lenguaje de diálogo elegido. Este lenguaje suele ser de los denominados de "alto nivel" por ejemplo: BASIC, FORTRAN, ALGOL, PASCAL ETC.

Los lenguajes de alto nivel empleados por los ordenadores constan de un determinado vocabulario (normalmente reducido) de palabras que sirven para formular las instrucciones, que a su vez constituyen los programas. El lenguaje más utilizado en los microordenadores actuales es el -- BASIC.

a) Sistema operativo.

Cada microcomputador requiere de un sistema operativo para usarse. Este sistema operativo comunmente incluye el procedimiento requerido para manejos de archivos y proporcionar entrada/salida, así como la programación BASIC. Aunque otros sistemas operativos son usados muchos paquetes de programas referentes a la industria petrolera son compatibles con el sistema operativo Microsoft Corp MS-DOS.

b) Procesador de palabras.

Muchas computadoras usan el procesador de palabras incluido en el paquete de programas y es muy util de sustituir la mecanografía en la producción de textos. Muchos procesadores de palabras diferentes son disponibles para cada tipo de computadoras. El rango de precios va de 100 dólares a 500 dólares.

c) Hoja electrónica.

Varios paquetes de programas contienen la hoja eletrónica pero -- esencialmente tienen las mismas funciones. Estas proporcionan un desplegado tabular el cual muestra la relación entre columnas y renglones o celdas individuales que pueden ser programados simplemente por el usuario. Estos paquetes de programas son muy utiles en información tabular y algunos permiten conversión automática de los datos a varios tipos de desplegados gráficos.

Algunos paquetes de programas especificos de la industria son disponibles con un paquete que incluye la hoja electrónica. El precio de -- los programas con hoja electrónica es entre 100 y 600 dólares dependiendo del fabricante y opciones deseadas.

El posible comprador de éste paquete deberá revisar cuidadosamente los tiempos de ejecución, resumir capacidades y requerimientos de memoria interna porque esto puede reducir el area potencial.

d) Base de datos.

Varios paquetes de programas son disponibles para manejar una -- gran cantidad de información. Estos paquetes comúnmente permiten al usuario almacenar, clasificar y resumir caracteres numéricos y alfanuméricos como quiera y puede analizar el usuario.

e) Comunicaciones.

El uso de Modems requiere que el usuario tenga un paquete de programas que una dos computadoras a través de la línea telefónica. Aunque diferentes programas de comunicación son disponibles todos tienen esencialmente la misma función. Estos programas comúnmente se venden por lo menos en 200 dólares.

f) Gráficas.

Las computadoras equipadas con "tarjetas" de gráficas y un monitor puede proporcionar una presentación gráfica de datos, en que la calidad depende de la resolución del monitor. Los paquetes de gráficas producen comúnmente gráficas de barras, gráficas lineales, gráficas de pastel y generar ilustraciones por computadoras. Hay precios de paquetes de por lo menos 400 dólares.

Las gráficas por computadora tienen mucha aplicación en la industria petrolera como en mapas, gráficas semilogarítmicas de producción, -- curvas de presión de fondo/factor de compresibilidad del gas (BHP/Z) e - ilustraciones de ingeniería. El uso de gráficas para esto, generalmente requiere de la compra de paquetes de programas específicos de la indus--tria.

C A P I T U L O I I I

APLICACIONES EN INGENIERIA PETROLERA

Las microcomputadoras proporcionan una fuente ideal para realizar cálculos de muchas aplicaciones petroleras, particularmente para pequeñas compañías. Su limitación principal se refiere a la velocidad de ejecución de ciertos tipos de proceso de información y su memoria interna es usada para almacenar -- los programas y datos a emplear en un momento dado.

Las aplicaciones actuales de microcomputadoras para las cuales exigen paquetes de programas disponibles son listados abajo:

1.- Contabilidad de la producción.

Almacenar información de contabilidad como en un libro general, mantener información de interés junta e información de impuestos de ganancias -- inesperadas.

2.- Datos básicos de producción.

Almacén y recuperación ordenada de información de historia de producción. Puede proporcionar información directamente en reportes manejados en forma gráfica o en forma tabular.

3.- Economía petrolera.

Cálculo de indicadores típicos de utilidad, flujo de caja y otros

parametros en base a los gastos de producción proyectados, impuestos, costos de operación e inversiones consideradas. A menudo se usa en evaluación de adquisiciones, revisión de proyectos, medición de reservas, y revisión de prestamos bancarios.

4.- Ingeniería de Yacimientos.

Simulación básica de yacimientos, cálculos de balance de materia, análisis de pruebas de presión, análisis de registros y mapas subsuperficiales y curvas de nivel.

5.- Diseño ayudado por Computadora.

Diseño de tubería básica y plantas, dimensionamiento de equipo - subsuperficial y selección de equipo de producción.

6.- Control de Producción.

Control físico de procesos de plantas menores, pruebas de pozos, y control de volúmenes.

7.- Otras.

La tecnología de las microcomputadoras está avanzando rápidamente con nuevos paquetes de programas de aplicación constantemente para satisfacer las necesidades de la industria petrolera. Como el equipo de microcomputación está mejorando, así el número de aplicaciones crece.

A continuación se ejemplifica el uso de la microcomputadora con algunos programas utilizados en problemas de ingeniería petrolera.

III.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Antecedentes.

Para diferentes problemas de ingeniería petrolera es importante definir las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, estos fluidos son gas, aceite y agua con las siguientes características generales.

El gas es un fluido homogéneo de baja densidad y baja viscosidad. Las propiedades de los gases son considerablemente diferentes a las propiedades de los líquidos principalmente porque las moléculas en los gases están mucho más separadas que en los líquidos.

Por ejemplo, un cambio en la presión tiene mucho más efecto en la densidad de un gas que en la de un líquido. Para el ingeniero petrolero es de bastante interés conocer la relación existente entre volumen, presión y temperatura así como la viscosidad y compresibilidad del gas. Hay además otras propiedades del gas que son de menor importancia para el ingeniero petrolero tales como, el coeficiente de difusión, valor calorífico, capacidad calorífica, conductividad térmica, entalpía, entropía y otras.

A diferencia de los gases, los líquidos presentes en el yacimiento tienen altas densidades y bajas viscosidades. Es también importante recordar que la densidad de un líquido se afecta menos por los cambios de presión y temperatura.

Para obtener la densidad de los líquidos es necesario tener diferentes métodos de estimación porque no es el mismo procedimiento para lí-

quido con presión arriba de la presión de burbujeo o líquido abajo de la presión de burbujeo.

Las propiedades físicas del aceite que son de interés en ingeniería petrolera son: presión de burbujeo, relación de gas aceite, compresibilidad isotérmica viscosidad del aceite y factor de volumen.

Además en los yacimientos invariablemente se presenta agua. Por lo tanto un conocimiento de las propiedades de esta agua conata o intersticial o agua de formación es importante para el ingeniero petrolero. Por lo que es importante conocer la composición típica del agua en campos petroleros, densidad del agua, compresibilidad, factor de volumen y viscosidad; la solubilidad de los hidrocarburos en agua y la solubilidad del agua en hidrocarburos líquidos y gaseosos y finalmente un proceso no muy usual llamado formación de hidratos en la cual el agua y el gas se combinan para formar un sólido a temperaturas abajo del punto de congelamiento del agua.

El primer problema que surge en relación con la determinación de las propiedades de los fluidos, es la carencia de análisis PVT de laboratorio. El análisis con que generalmente se cuenta está realizado a la temperatura del yacimiento, bajo condiciones de separación diferencial; sin embargo en algunos problemas en que la temperatura se modifica el gas liberado no se separa totalmente del aceite. Para conocer a diferentes presiones y temperaturas, las propiedades de los fluidos, éstas se determinan generalmente por medio de correlaciones. Es decir diferentes correlaciones desarrolladas a partir de información obtenida de mediciones de laboratorio, observaciones de campo o cualquier otro medio, llevadas a cabo en un gran número de muestras o de observaciones.

Puesto que estas correlaciones se aplican a casos particulares, no incluidas en las muestras u observaciones a partir de las cuales fueron desarrolladas, entonces solo se pueden obtener aproximaciones de la información faltante, que sin embargo son razonables en la mayoría de los casos.

Con resultados de correlaciones expresadas en forma de ecuaciones se presenta una serie de programas que ayudan a determinar las propiedades de los fluidos necesarias en el flujo en tuberías y medio poroso.

III.1.1. PROPIEDADES DEL GAS

Las propiedades importantes que se requieren del gas para diferentes aplicaciones y que el programa nos proporciona son las siguientes:

- a).- Propiedades pseudocríticas.
- b).- Propiedades pseudoreducidas.
- c).- Correcciones por contaminantes (CO_2 , H_2S y N_2)
- d).- Factor de desviación.
- e).- Compresibilidad isotérmica.
- f).- Viscosidad.
- g).- Factor de volumen.

Kay, W,B introdujo el concepto de propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas cuando se trata de mezclas de gas natural.

Propiedades Pseudocríticas

Las propiedades pseudocríticas son usadas para mezclas de gases, exactamente de la misma manera como la temperatura crítica y la presión crítica se usan para gases puros.

Estas propiedades pseudocríticas fueron definidas simplemente para usarse en la correlación de los factores de compresibilidad.

Para obtener estas propiedades se emplearon las siguientes correla

ciones, si se conoce la densidad realtiva del gas.

Para gases superficiales o de California.

$$PPC=677+15xYG+37.5x(YG)^2$$

$$TPC=168+325xYG-12.5x(YG)^2$$

Gases condensados (contienen grandes fracciones de intermedios)

$$PPC=706-51.7xYG-11.1x(YG)^2$$

$$TPC=187+330xYG-71.5x(YG)^2$$

Si las propiedades críticas son especificadas y la densidad relativa es desconocida se emplea la siguiente correlación.

$$YG1 = \frac{TCR - 175.59}{307.97}$$

$$YG2 = \frac{PCR - 700.55}{-47.94}$$

$$YG3 = \frac{YG1 + YG2}{2}$$

Corrección por contenido de Gases

Cuando se conoce el contenido de dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno, los valores críticos se corrigen para tales impurezas; en el programa se hace la corrección de Wichert-Aziz (e)

$$e = 120 \times ((Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{0.9} - (Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{1.6} + 15 \times (Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4))$$

$$P_{C^*} = \frac{P_C \times (T_C - e)}{T_C + Y_{H_2S} \times (1 - H_{2S}) \times e}$$

$$T_{C^*} = T_C - e$$

Propiedades Reducidas.

Las propiedades pseudoreducidas son definidas como la razón de las propiedades de la mezcla a las propiedades pseudocríticas de la mezcla. Así la presión y la temperatura pseudoreducidas son definidas matemáticamente como:

$$\text{PRED} = \frac{\text{PRES}}{\text{PPC}}$$

$$\text{TRED} = \frac{\text{TR}}{\text{TPC}}$$

Cálculo del factor de Desviación Z

Los factores determinados experimentalmente para un gran número de gases naturales fueron correlacionados con la presión y temperatura pseudoreducidas, el programa emplea el método de Dranchuk.

$$Z = \frac{0.27 \times \text{PRED}}{\text{DR} \times \text{TRED}}$$

La densidad reducida, DR se resuelve iterativamente.

$$\text{DR}(i+1) = \text{DR}(i) - \frac{f(\text{DR})}{g(\text{DR})}$$

Donde;

$$f(\text{DR}) = A \times \text{DR}^6 + B \times \text{DR}^3 + C \times \text{DR}^2 + D \times \text{DR} + E \times \text{DR}^3 \times (1 + F \times \text{DR}^2) \times \text{EXP}(-F \times \text{DR}^2) - G$$

$$g(\text{DR}) = 6 \times A \times \text{DR}^5 + 3 \times \text{DR}^2 + 2 \times C \times \text{DR} + D + E \times \text{DR}^2 \times (3 + F \times \text{DR}^2 \times (3 - 2 \times F \times \text{DR}^2)) \times \text{EXP}(-F \times \text{DR}^2)$$

Donde:

$$A = 0.06423$$

$$B = 0.5353 \times \text{TRED} - 0.6123$$

$$C = 0.3151 \times \text{TRED} - 1.0467 - \frac{0.5783}{\text{TRED}^2}$$

$$D = \text{TRED}$$

$$E = \frac{0.6816}{TRED^2}$$

$$F = 0.6845$$

$$G = 0.27 \times PRED$$

$$DR(0) = 0.27 \times \frac{PRED}{TRED}$$

Este algoritmo converge rápidamente, requiere cinco o menos interacciones para alcanzar un valor aceptable.

Compresibilidad Isotérmica.

La compresibilidad es una indicación del cambio en volumen (o densidad) que sufre una sustancia, como consecuencia de un cambio de presión mientras la temperatura se mantiene constante. La correlación empleada requiere de la densidad reducida (DR) obtenida iterativamente en el paso anterior por lo que la compresibilidad se obtiene directamente.

$$CG = \frac{CR}{PC}$$

Donde:

$$CR = \frac{1}{PRED \times \left(\frac{1 + DR \times DZ}{Z} \right) \frac{dZ}{dDR}}$$

y

$$\frac{dZ}{dDR} = \frac{5 \times A \times DR^5 + 2 \times B \times DR^2 + C \times DR + 2 \times E \times DR^2 \times (1 + F \times DR^2 - F^2 \times DR^4) \times \exp(-F \times DR^2)}{DR \times TRED}$$

Donde A, B, C, E, y F son coeficientes usados en la correlación del factor Z.

Viscosidad.

La viscosidad del gas es obtenida por la correlación de Carr y colaboradores, la correlación es la siguiente:

$$U1 + \left(\frac{U1 \text{ sin corrección}}{2} \right) + \left(\frac{\text{Corrección por } N_2}{2} \right) + \left(\frac{\text{Corrección por } CO_2}{2} \right) + \left(\frac{\text{Corrección por } H_2S}{2} \right)$$

Donde:

$$(U1, \text{ sin corrección}) = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \times YG) \times T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \times \log(YG)$$

$$\text{Corrección por } N_2 = YN_2 \times (8.48 \times 10^{-3} \times \log(YG) + 9.59 \times 10^{-3})$$

$$\text{Corrección por } CO_2 = YCO_2 \times (9.08 \times 10^{-3} \times \log(YG) + 6.24 \times 10^{-3})$$

$$\text{Corrección por } H_2S = YH_2S \times (8.49 \times 10^{-3} \times \log(YG) + 3.73 \times 10^{-3})$$

La ecuación de Dempsey es utilizada para la relación $UG/U1$.

$$\ln\left(\frac{UG}{U1 \times TRED}\right) = A0 + A1 \times PRED + A2 \times PRED^2 + A3 \times PRED^3 + TRED \times (A4 + A5 \times PRED + A6 \times PRED^2 + A7 \times PRED^3) + TRED^2 \times (A8 + A9 \times PRED + A10 \times PRED^2 + A11 \times PRED^3) + TRED^3 \times (A12 + A13 \times PRED + A14 \times PRED^2 + A15 \times PRED^3)$$

Donde:

$$A0 = -2.4621182$$

$$A1 = 2.97054714$$

$$A2 = -2.86264054 \times 10^{-1}$$

$$A3 = 8.05420522 \times 10^{-3}$$

$$A4 = 2.80860949$$

$$A5 = -3.49803305$$

$$A6 = 3.6037302 \times 10^{-1}$$

$$A7 = -1.04432413 \times 10^{-2}$$

$$A8 = -7.93385684 \times 10^{-1}$$

$$A9 = 1.39643306$$

$$A10 = -1.49144925 \times 10^{-1}$$

$$A11 = 4.41015512 \times 10^{-3}$$

$$A12 = 8.3987178 \times 10^{-2}$$

$$A13 = -1.86408848 \times 10^{-1}$$

$$A14 = 2.03367881 \times 10^{-2}$$

$$A15 = -6.09579263 \times 10^{-4}$$

Factor de Volumen del Gas.

Factor de volumen del gas, B_g , se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas pero medido a condiciones estándar. Es calculado para condiciones estándar de 14.7 lb/pg² y 60°F. Los valores se proporcionan para diferentes grupos comunes de unidades.

$$\begin{aligned}
 B_g &= \frac{0.02829 \times Z \times T}{p} && (\text{pie}^3 \text{ g a c.y} / \text{pie}^3 \text{ g a c.s}) \\
 &= \frac{0.00504 \times Z \times T}{p} && (\text{bl g a c.y} / \text{pie}^3 \text{ g a c.s}) \\
 &= \frac{35.35 \times p}{Z \times T} && (\text{pie}^3 \text{ g a c.s} / \text{pie}^3 \text{ g c.y}) \\
 &= \frac{198.4 \times p}{Z \times T} && (\text{pie}^3 \text{ g a c.s} / \text{bl g a c.y})
 \end{aligned}$$

Datos Requeridos.

Este programa es conversacional y los datos que requiere son los siguientes, indicando las unidades.

- 1.- Temperatura del gas ($^{\circ}\text{F}$)
- 2.- Presi3n del gas (lb/pg^2)
- 3.- Presi3n y temperatura cr3tica. Si se desconocen, se entran con cero y se calculan apartir de la densidad relativa del gas o si se tiene la composici3n del gas, las propiedades cr3ticas y densidad relativa pueden obtenerse con ayuda del programa de an3lisis composicional del gas.
- 4.- Densidad relativa del gas. (Aire=1.0)
- 5.- Especificar el tipo de gas (Condensado o California)
- 6.- Especificar si se tienen contaminantes.
- 7.- En caso de tener contaminantes proporcionar los datos de estos.

Requerimientos para emplear como Subrutina.

Para que este programa proporcione las propiedades antes mencionadas requiere como datos los siguientes y asignados a las variables correspondientes, en las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
T	Temperatura del gas	°F
PRES	Presión del gas	lb/pg ²
PCR	Presión Critica	lb/pg ²
TCR	Temperatura Critica	°R
YG	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
FLAG	Tipo de correlación para california (1) o condensado (2)	
FLAG1	Se desea hacer corrección por contaminan <u>tes</u> SI=1, NO=0	
YN2	Fracción molar de nitrógeno (decimal)	
YC02	Fracción molar de dióxido de carbono -- (decimal)	
YH2S	Fracción molar de H2S (decimal).	

Si se desconocen los datos de presión y temperatura crítica, de deben entrar como cero para que el programa los calcule a partir de la densidad relativa del gas.

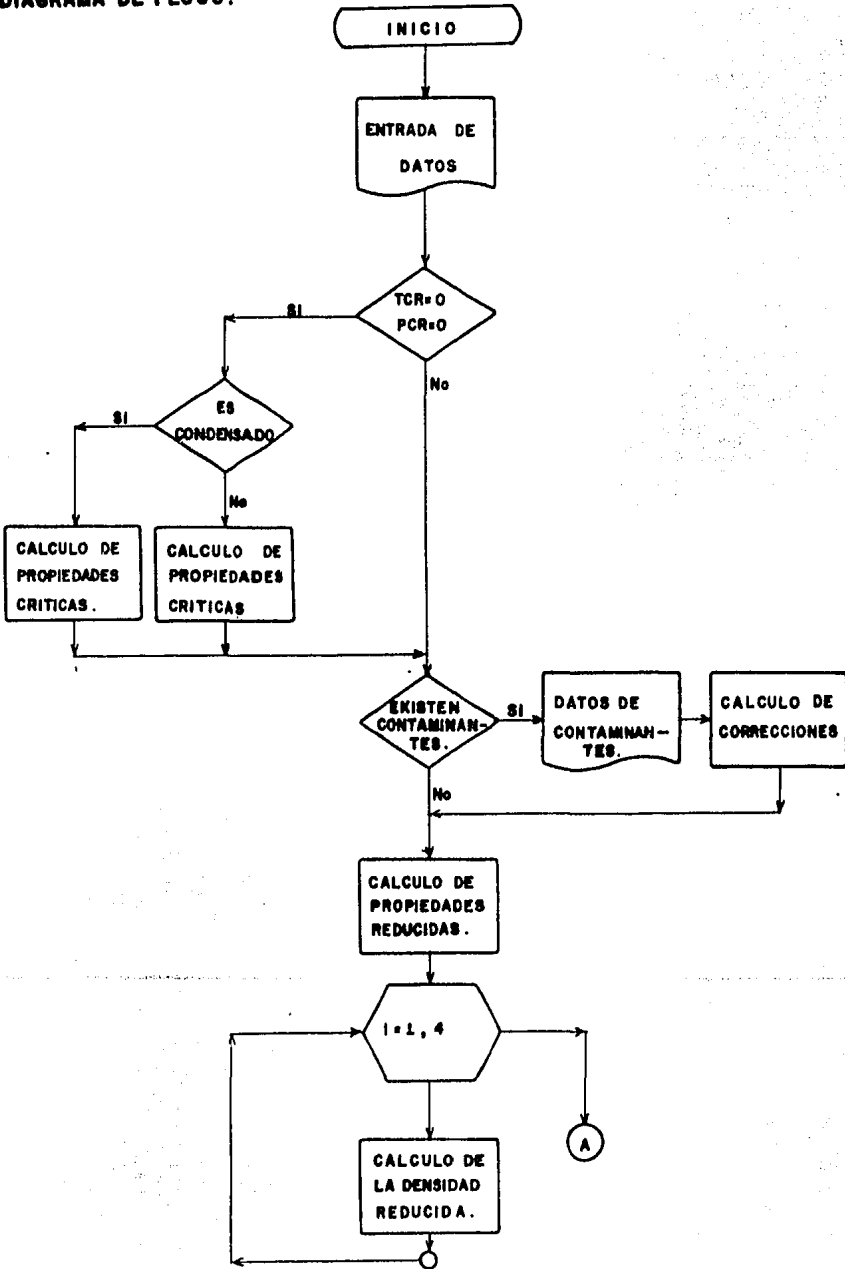
Las propiedades obtenidas las asigna a las siguientes variables y con las siguientes unidades.

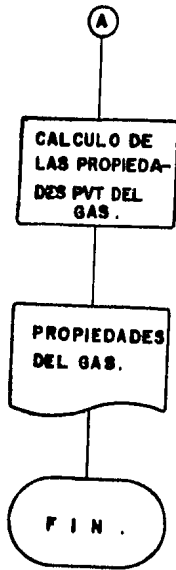
VARIABLE		UNIDADES
TCR	Temperatura pseudocrítica	°R
PCR	Presión pseudocrítica	lb/pg ²
TRED	Temperatura pseudoreducida	
PRED	Presión pseudoreducida	
WICHAZ	Corrección por contaminantes	°F
Z	Factor de desviación	
CG	Compresibilidad isotérmica	(lb/pg ²) ⁻¹
UG	Viscosidad	CP.
BG1	Factor de volumen del gas	(pie ³ a c.y/pie ³ a c.s.)

VARIABLE		UNIDADES
BG2	Factor de volumen del gas	(pie ³ a c.y./pie ³ a c.s.)
BG3	Factor de volumen del gas	(pie ³ a c.s./pie ³ a c.y.)
BG4	Factor de volumen del gas	(pie ³ a c.s/bl a c.y.)

A continuación se presenta el diagrama de flujo empleado para codificar - el programa.

DIAGRAMA DE FLUJO.





III.1.2. PROPIEDADES DEL ACEITE

Las propiedades importantes que se requieren del aceite para diferentes aplicaciones y que el programa proporciona son las siguientes:

- a).- Presión del punto de burbujeo a una temperatura, densidad de fluidos y relación gas-aceite especificados.
- b).- Relación gas-aceite saturado (equilibrio) para presión, temperatura y densidad de fluidos especificados.
- c).- Compresibilidad isotérmica (calculada a la presión de burbujeo o abajo de ella).
- d).- Viscosidad del aceite.
- e).- Factor de volumen del aceite.

A continuación se presentan las correlaciones empleadas.

Corrección para Condiciones de Separación.

Antes de obtener las propiedades del aceite es necesario corregir la densidad relativa del gas por condiciones de separación en la forma siguiente:

$$YGS = YG \times (1 + 5.192 \times 10^{-5} \times API \times ST \times \frac{SP}{2.3026} \ln(114.7))$$

Presión de Burbujeo.

Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de región de líquido a la región de las dos fases a una temperatura dada, en el programa se calcula con la siguiente correlación.

$$PBP = \left(\frac{GOR}{A \times YGS \times \exp\left(C \times \frac{API}{TR}\right)} \right)^{1/B}$$

Donde las constantes dependen de la densidad relativa: para densidad

relativa $API \leq 30$

$$A = 0.0362$$

$$B = 1.0937$$

$$C = 25.724$$

y para densidad $API > 30$

$$A = 0.0178$$

$$B = 1.1870$$

$$C = 23.931$$

Relación Gas-Aceite.

Este concepto se define como el volumen de gas medido a condiciones estandar, disueltos a una presión y temperatura entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estandar.

Para propósitos de cálculo de la viscosidad del aceite y del factor de volumen, el gas libre debe ser considerado:

$$GORCOMP = A \times YGS \times P^B \times \exp\left(C \times \frac{API}{TR}\right)$$

Donde A, B y C son las constantes definidas en la rutina del punto de burbujeo.

Esta variable es entonces definida a la salida

$$RSCOMP = GORCOMP$$

Finalmente si el yacimiento es bajosaturado ($P > PBP$) $GORCOMP = GOR$. Esta simple regla de la relación gas aceite sera usada en subsecuentes co rrelaciones.

Inversamente si el yacimiento es saturado ($P \leq PBP$), $GORCOMP = \text{---}$ $GORCOMP$. Este resultado es usado como gas en solución en correlaciones - subsecuentes.

Compresibilidad Isotérmica del Aceite.

La compresibilidad isotérmica para el aceite a la presión de burbujeo o abajo de la presión de burbujeo es:

$$CO = \frac{(-1433 + 5 \times GOR + 17.2 \times TF - 1180 \times YGS + 12.61 \times API)}{100,000 \times P}$$

Viscosidad del Aceite.

La rutina de viscosidad inicialmente calcula la viscosidad del -- "aceite muerto", la cual es entonces corregida para contenido de gas en solución.

$$UOD = 10^A - 1$$

Donde:

$$A = B \times TF^{-1.163}$$

$$B = 10^C$$

$$C = 3.0324 - 0.02023 \times API$$

Para el aceite a la presión o arriba de la presión de burbujeo.

$$UOB = AA \times UOD^{BB}$$

Donde:

$$AA = 10.715 \times (\text{GORCOMP} + 100)^{-0.515}$$

$$BB = 5.44 \times (\text{GORCOMP} + 150)^{-0.338}$$

Para el aceite abajo de la presión de burbujeo.

$$UO = UOB \times (P/PBP)^{AAA}$$

Donde:

$$AAA = 2.6 \times P^{1.187} \times \text{EXP}(-0.0000898 \times P - 11.513)$$

Factor de Volumen del Aceite.

Este factor se define como el volumen de aceite mas gas disuelto medido a condiciones de yacimientos entre el volumen de aceite sin gas - disuelto medido a condiciones estandar.

A la presión o abajo de la presión de burbujeo, el factor de volumen del aceite se calcula por:

$$BOB = 1 + A \times (TF-60) \times \left(\frac{API}{YGS}\right) + (B+C \times (TF-60) \times \left(\frac{API}{YGS}\right)) \times \text{GORCOMP}$$

Donde A, B y C dependen de la densidad relativa:
 Para densidad $API \leq 30$

$$A = 1.751 \times 10^{-5}$$

$$B = 4.677 \times 10^{-4}$$

$$C = -1.811 \times 10^{-8}$$

Y para densidad $API > 30$

$$A = 1.1 \times 10^{-5}$$

$$B = 4.67 \times 10^{-4}$$

$$C = 1.377 \times 10^{-8}$$

Arriba de la presión de burbujeo.

$$BO = BOB \times EXP(CO_x (PBP - P))$$

Datos Requeridos.

Los datos que requiere el programa son los siguientes.

- 1.- Presión del aceite (lb/pg^2)
- 2.- Temperatura del aceite ($^{\circ}F$)
- 3.- Densidad relativa del aceite ($^{\circ}API$)
- 4.- Densidad relativa del gas (Aire=10)
- 5.- Relación gas aceite observada (pie^3 g a c.s./bl. a c.s.)

6.- Presión de Separación (lb/pg^2)

7.- Temperatura de Separación ($^{\circ}\text{F}$)

Requerimientos para emplear como subrutina.

Para que este programa proporcione las propiedades antes mencionadas requiere como datos los siguientes y asignados a las variables correspondientes y con las unidades indicadas.

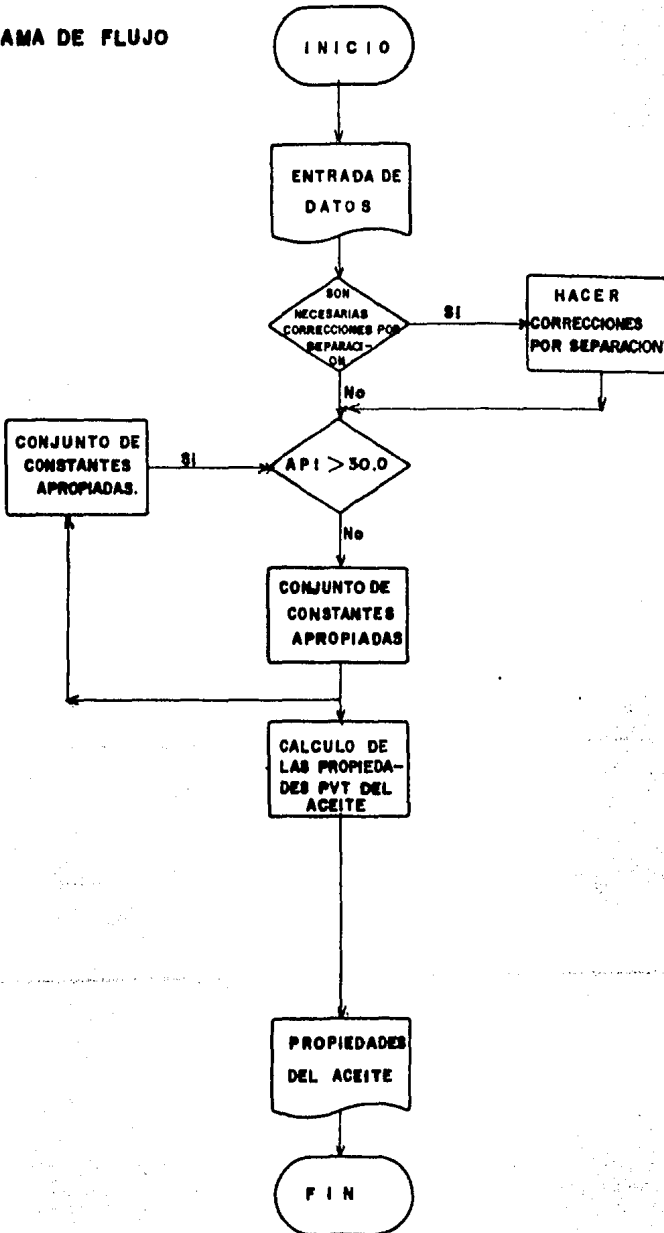
VARIABLE		UNIDADES
P	Presión del aceite	lb/pg^2
TF	Temperatura del aceite	$^{\circ}\text{F}$
SP	Presión de separación	lb/pg^2
ST	Temperatura de separación	$^{\circ}\text{F}$
API	Densidad relativa del aceite	
YG	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
GOR	Relación gas-aceite observada	$\text{pie}^3 \text{ g a c.s./blo}$ a c.s.

La corrección por condiciones de separación puede ser pasada por alto, entrando estas condiciones de separación con cero.

Las propiedades obtenidas del programa las asigna a las siguientes variables y con las siguientes unidades.

VARIABLE		UNIDADES
PBP	Presión de burbujeo para temperatura, densidades relativas y relación gas-aceite específicos	lb/pg^2
RSCOMP	Relación gas-aceite en equilibrio	$\text{pie}^3 \text{ a c.s./bl a c.s.}$
CO	Compresibilidad isotérmica al punto de burbujeo	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
UO	Viscosidad del aceite	c.p.
BO	Factor de volumen del aceite	bl a c.y./bl a c.s.

DIAGRAMA DE FLUJO



III.1.3 PROPIEDADES DEL AGUA

Las diferentes propiedades que se requieren del agua y que el programa proporciona son las siguientes:

- 1.- Relación de solubilidad gas-agua en el equilibrio.
- 2.- Relación gas-agua utilizada.
- 3.- Compresibilidad isotérmica.
- 4.- Factor de volumen del agua.
- 5.- Viscosidad del agua.

A continuación se presentan las diferentes correlaciones empleadas.

Relación Gas-Agua.

$$RSWSAT=A+B \times P+C \times P^2$$

Donde:

$$A=2.12+0.00345 \times TF-0.0000359 \times TF^2$$

$$B=0.0107-0.0000526 \times TF+1.48 \times 10^{-7} \times TF^2$$

$$C=-8.75 \times 10^{-7}+3.9 \times 10^{-9} \times TF-1.02 \times 10^{-11} \times TF^2$$

Factor de corrección por salinidad.

$$SC=1-(0.0753-0.000173 \times TF) \times NaCl$$

$$RSWSAT=RSWSAT \times SC$$

Compresibilidad Isotérmica.

$$CW = \frac{(A+B \times TF + C \times TF^2)}{1'000.000}$$

Donde:

$$A = 3.8546 - 0.000134 \times P$$

$$B = -.01052 + 4.77 \times 10^{-7} \times P$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} \times P$$

Corrección por saturación de gas.

$$CW = CW \times (1 + 0.0089 \times RSW)$$

Corrección por salinidad.

$$CW = CW \times ((0.052 + 0.00027 \times TF - 1.14 \times 10^{-6} \times TF^2 + 1.21 \times 10^{-9} \times TF^3) \times NaCl^7 + 1)$$

Factor de Volumen del Agua.

$$BW = A + B \times P + C \times P^2$$

Donde para agua libre de gas.

$$A = 0.9947 + 0.0000058 \times TF + 1.02 \times 10^{-6} \times TF^2$$

$$B = -4.228 \times 10^{-6} + 1.8376 \times 10^{-8} \times TF - 6.77 \times 10^{-11} \times TF^2$$

$$C = 1.3 \times 10^{-10} - 1.3855 \times 10^{-12} \times TF + 4.285 \times 10^{-15} \times TF^2$$

y para agua saturada de gas.

$$A = 0.9911 + 0.0000635 \times TF + 8.5 \times 10^{-7} \times TF^2$$

$$B = -1.093 \times 10^{-6} - 3.497 \times 10^{-9} \times TR + 4.57 \times 10^{-12} \times TF^2$$

$$C = -5 \times 10^{-11} + 6.429 \times 10^{-13} \times TF - 1.43 \times 10^{-15} \times TF^2$$

Factor de corrección por salinidad.

$$SCF = ((5.1 \times 10^{-8} \times P + (5.47 \times 10^{-6} - 1.95 \times 10^{-10} \times P) \times (TF - 60) + (-3.23 \times 10^{-8} + 8.5 \times 10^{-13} \times P) \times (TF - 60)^2 \times NaCl + 1)$$

Finalmente.

$$BW = BW \times SCF$$

Viscosidad.

$$UW = 0.02414 \times 10^{\frac{247.8}{TK - 140}}$$

Factor de corrección por salinidad.

$$SALCOR = (1 - 0.00187 \times NaCl^{0.5} + 0.000218 \times NaCl^{2.5} + TF^{0.5} - 0.0135 \times TF) \times (0.00276 \times NaCl - 0.000344 \times NaCl^{1.5})$$

Factor de corrección por presión.

$$PRESCOR = 1.0 + 3.5 \times 10^{-12} \times P^2 \times (TF - 40)$$

Finalmente.

$$UW = UW \times SALCOR \times PRESCOR$$

Datos Requeridos.

Para proporcionar las propiedades antes mencionadas el programa requiere de los datos siguientes, con las unidades indicadas.

- 1.- Presión del agua (lb/pg^2)
- 2.- Temperatura del agua ($^{\circ}\text{F}$)
- 3.- Salinidad (PPM NaCl)
- 4.- Indicar si esta saturada de gas o no.

Requerimientos para usar como Subrutina.

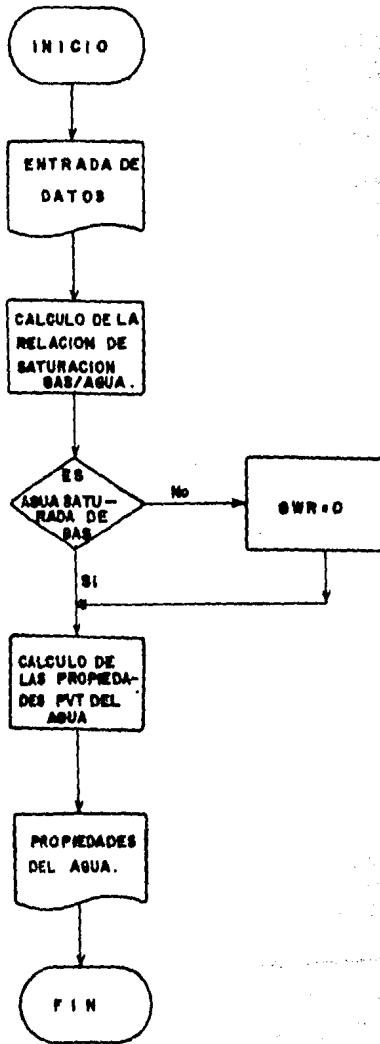
Para que este programa proporcione las propiedades antes mencionadas requiere como datos los siguientes y asignados a las variables correspondientes - con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
P	Presión del agua	lb/pg^2
TF	Temperatura del agua	$^{\circ}\text{F}$
PPM	Salinidad del agua	PPM
FLAG2	Indica si es agua saturada o no (0=NO, 1=SI)	

Las propiedades obtenidas del programa las asigna a las siguientes variables y con las siguientes unidades.

VARIABLE		UNIDADES
RSWSAT	Relación gas-agua	$(\text{pie}^3 \text{ g/blw})$
CW	Compresibilidad isotérmica del agua.	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
BW	Factor de volumen del agua	$(\text{blw a c.y/blw a c.s.})$
UW	Viscosidad del agua	(CP.)

DIAGRAMA DE FLUJO



III.1.4 ANALISIS COMPOSICIONAL DEL GAS

Apartir de un análisis composicional confiable y con ayuda de este programa podemos obtener las siguientes propiedades del gas.

- 1.- Densidad relativa del gas (Aire=1.0)
- 2.- Temperatura pseudocritica.
- 3.- Presión pseudocritica.
- 4.- Valor del calor especifico neto.
- 5.- Valor del calor especifico, seco
- 6.- Valor del calor especifico, condensado.

Las propiedades criticas y la densidad relativa obtenida de un análisis compisicional son mucho mas reales que las obtenidas de varias correlaciones.

A continuación se indica el método empleado.

Densidad Relativa (Aire=1.0)

$$\text{Densidad Relativa} = \sum_{i=1}^{19} CC(i) \times GG(i)$$

Propiedades Criticas.

$$\text{Temperatura critica } (^{\circ}R) = \sum_{i=1}^{19} CC(i) \times TC(i)$$

$$\text{Presión Crítica (lb/pg}^2) = \sum_{i=1}^{19} CC(i) \times PC(i)$$

Valores del Calor Específico.

$$\text{Calor específico neto} = \sum_{i=1}^{19} CC(i) \times NHV(i)$$

$$\text{Calor específico seco} = \sum_{i=1}^{19} CC(i) \times GHVD(i)$$

Calor específico condensado = 0.9826 x GHVD

Normalización.

$$\text{SUM} = \sum_{i=1}^{19} CC(i)$$

$$\text{CF} = \frac{1}{\text{SUM}}$$

$$\text{RHO} = \text{RHO} \times \text{CF}$$

$$\text{CT} = \text{CT} \times \text{CF}$$

$$\text{CP} = \text{CP} \times \text{CF}$$

$$\text{HN} = \text{HN} \times \text{CF}$$

$$\text{HG} = \text{HG} \times \text{CF}$$

Corrección Por Gases Contaminantes.

$$E = 120 \times ((CC(2) + CC(3)))^{0.9} - (CC(2) + CC(3))^{1.6} + 15 \times (CC(3))^{0.5} - CC(3)^4$$

$$PC^* = (PCR \times (TCR - E)) / (TCR + CC(3) \times (1 - CC(3))) \times E$$

$$TC^* = TCR - E$$

Como se observo se aplica la corrección de Wichert-Aziz a las propiedades críticas. El programa suma los componentes que se proporcionaron e indica el total. Si el total no es igual a la unidad, se aplica un factor de corrección el cual normaliza los componentes de tal forma que el total normalizado es igual a la unidad.

La tabla I es una compilación de las propiedades de 19 de los componentes mas comunes del gas natural.

PROPIEDADES DE VARIOS COMPONENTES DE GAS NATURAL

i	COMPONENTE,	PESO ESPECIFICO (Aire=1.0)	T _c (°R)	P _c (lb/pg ²)	CALOR ESPECIFICO NETO BTU/Pie ³	CALOR ESPECIFICO BRUTO BTU/Pie ³
1	N ₂	0.9672	227.30	493.0	0	0
2	CO ₂	1.5195	547.60	1071	0	0
3	H ₂ S	1.1765	672.40	1306	588	637
4	C ₁	0.5539	343.04	667.8	909.1	1009.7
5	C ₂	1.0382	549.76	707.8	1617.8	1768.8
6	C ₃	1.5225	665.68	616.3	2316.1	2517.4
7	i C ₄	2.0068	734.65	529.1	3001.1	3252.7
8	n C ₄	2.0068	765.32	550.7	3010.4	3262.1
9	i C ₅	2.4911	828.77	490.4	3698.3	4000.3
10	n C ₅	2.4911	845.40	488.6	3707.5	4009.5
11	n C ₆	2.9753	913.40	436.9	4403.7	4756.1
12	n C ₇	3.4596	972.50	396.8	5100.2	5502.9
13	n C ₈	3.9439	1023.89	360.6	5796.7	6249.7
14	n C ₉	4.4282	1070.35	332.0	6493.3	6996.6
15	n C ₁₀	4.9125	1111.80	304.0	7188.6	7742.3
16	O ₂	1.1048	278.6	736.9	0	0
17	H ₂	0.0692	59.9	188.1	274.0	324.0
18	He	0.1380	9.5	33.2	0	0
19	H ₂ O	0.6220	1165.30	3208.0	0	0

Datos Requeridos.

1.- Composición del gas (fracción molar).

Requerimientos para Emplear como Subrutina.

Para que este programa proporcione las propiedades antes mencionadas requiere como datos los siguientes y asignados a las variables correspondientes, en las unidades indicadas.

Componentes del gas en fracción molar.

VARIABLE

CC(1)	Fracción molar de Nitrogeno.
CC(2)	Fracción molar de Dioxido de Carbono.
CC(3)	Fracción molar de acido Sulfhidrico.
CC(4)	Fracción molar de metano.
CC(5)	Fracción molar de etano.
CC(6)	Fracción molar de propano.
CC(7)	Fracción molar de isobutano.
CC(8)	Fracción molar de n butano.
CC(9)	Fracción molar de isopentano.
CC(10)	Fracción molar de n pentano.
CC(11)	Fracción molar de n hexano.
CC(12)	Fracción molar de n heptano.
CC(13)	Fracción molar de n octano.
CC(14)	Fracción molar de n nonano.
CC(15)	Fracción molar de n decano.

VARIABLE		UNIDADES
CC(16)	Fracción molar del Oxígeno	
CC(17)	Fracción molar del hidrógeno	
CC(18)	Fracción molar del helio	
CC(19)	Fracción molar del agua	

Las propiedades del programa las asigna a las siguientes variables y con las unidades siguientes.

VARIABLE		UNIDADES
RHO	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
E	Corrección por Wichert-Aziz	$^{\circ}F$
CT	Temperatura Pseudocrítica	$^{\circ}R$
CP	Presión pseudocrítica	lb/pg^2
HN	Calor específico neto	BTU/pe^3
HG	Calor específico bruto	BTU/pe^3

DIAGRAMA DE FLUJO



III.2. PROGRAMAS SOBRE REGISTROS DE POZOS.

Antecedentes.

Registro de un pozo se ha definido como toda aquella obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad.

El objetivo principal de la mayor parte de los registros de pozos que se toman en la actualidad es, determinar si una formación contiene hidrocarburos así como también las características litológicas de la formación que los contiene.

En la actualidad existe una gran diversidad de tipos de registros; sin embargo la gran mayoría de ellos podrian clasificarse en dos grandes grupos:

a) Aquellos que registran propiedades que naturalmente existen en las rocas o debidas a fenomenos que se generan espontaneamente al perforar el pozo.

b) Aquellos que tienen como denominador común el envío de una cierta señal a través de la formación cuyo nivel de energía propia o transformada se mide al cabo de haber recorrido cierta distancia, para obtener indirectamente determinadas propiedades de las rocas. Como ejemplos de registros del segundo grupo se tienen los mas comunes los registros de resistividad, velocidad del sonido, densidad y neutrones.

Se tiene además un tercer grupo de tipo de registros de pozos que, aun cuando no tienen como objetivo la obtención de propiedades de las rocas, sir--

ven de complemente a la interpretación de las anteriores o bien son útiles para otros diferentes usos. Entre estos están los registros de diámetro - de agujero y los registros de producción.

Los registros intervienen en varias etapas de la realización de pozos: durante su perforación, su terminación y finalmente durante el proceso de producción.

En agujero abierto, proporcionan información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de flujo, litología, ambiente geológico de depositación, presión, permeabilidad, etc.

En agujero revestido los servicios de cable permiten efectuar con rapidez y buen control de profundidad operaciones de disparo, colocación - de instrumentos (tapones, empacadores) y diversas operaciones de control - (evaluación de cementaciones, producción, reevaluación de intervalos).

La determinación de la porosidad y del contenido de hidrocarburos es sin duda un aspecto muy importante en la evaluación de formaciones. Sin embargo se deben examinar otros factores para que la formación sea explotada en forma económica:

- Profundidad y espesor del Yacimiento.
- Litología.
- Contenido de Arcilla.
- Saturación y densidad de hidrocarburos.
- Permeabilidad y presión de formación.

Estos parámetros pueden ser obtenidos directa o indirectamente de los registros, mediante mediciones en pozo abierto o revestido.

La evaluación del contenido de fluido constituye el objetivo primordial del análisis de registros despues de la deteminación de la porosidad. Los registros de resistividad a pozo abierto son los mas usados para la determinación de saturación de agua, ya sea en la zona invadida por el fluido de perforación o bien en la zona virgen.

El tener mecanizado el proceso de análisis de un registro proporciona la ventaja de poder evaluar intervalos largos de registros en forma rápida y continua lo que permite optimizar la calidad de evaluación - de cada pozo o, en una forma más extensa de varios pozos de un campo, a través de un estudio general.

En este capítulo se presentan tres programas referentes al procesamiento de información obtenida en los registros.

III.2.1. CALCULO DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

Muchos analistas de registros deben interpretar un conjunto de registros de pozos solicitados, requiriendo una variedad de técnicas analíticas. Este programa es un menú que proporciona 30 opciones de combinaciones de lutita, porosidad y saturación de agua. El uso es simplemente seleccionar una de las cinco opciones de lutita, tres opciones de porosidad y dos de saturación de agua analizando anteriormente los registros.

El programa escribe las opciones a seleccionar y solicita solamente los parámetros necesarios. Múltiples cálculos son proporcionados para lo -- cual es necesario entrar nuevamente las opciones o parámetros constantes. El programa es terminado con la entrada de una profundidad negativa.

Las diferentes opciones disponibles son:

a).- Opciones de Lutita.

- 1.- No corrección por lutita.
- 2.- Volumen de lutita entrada directamente.
- 3.- Índice de rayos-gama o índice S.P.
- 4.- Algoritmo de rocas terciarias (Hilchie)
- 5.- Algoritmo de rocas antiguas (Hilchie)

b).- Opciones de porosidad.

- 1.- Porosidad entrada directamente.
- 2.- Del sonico de porosidad.
- 3.- Del de densidad.

c).- Opciones de Saturación.

- 1.- Archie
- 2.- Simandeaux.

Lo siguiente es una discusión de las diferentes algoritmos utilizados.

Gradientes Termico.

$$TG = \frac{TF-TS}{TD}$$

Volumen de Lutita.

$$IX = \frac{GL - SS}{SH - SS}$$

$$VSH \text{ (terciaria)} = 0.83 \times (2^{3.7 \times IX} - 1.0)$$

$$VSH \text{ (Antiguo)} = 0.33 \times (2^{2 \times IX} - 1.0)$$

Porosidad.

Es una de las propiedades intensivas más importantes de la roca receptora de un yacimiento, ya que es indicativa del volumen en que pueden encontrarse almacenados los hidrocarburos. La porosidad puede ser efectiva o absoluta. La porosidad que interesa es la efectiva, la cual se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de roca. En el programa se obtiene de la manera siguiente:

$$P1 = \left(\left(\frac{LT - MT}{FT - MT} \right) \times CCF \right) - VSH \times \left(\frac{ST - MT}{FT - MT} \right)$$

Donde:

CF= Factor de corrección para formaciones no consolidadas.

Si $ST \leq 100$, entonces $CF = 1.0$. Si $ST > 100$, entonces $CF = \frac{100}{ST}$

$$P2 = \left(\frac{MD - BD}{MD - FD} \right) - VSH \times \left(\frac{MD - SD}{MD - FD} \right)$$

Temperatura de Formación.

$$TB = D \times TG + TS$$

Resistividad del Agua.

Se define la resistividad de cualquier conductor como la resistencia de una muestra del material o sustancia de que se trate, de area y longitud unitarias. La unidad que aquí se usará sera el Ohm - m.

A temperatura constante, la resistividad de un electrolito disminuye con el aumento de la salinidad.

En el programa esta resistividad a temperatura de formación se obtiene a partir de una resistividad a una temperatura de referencia de la forma siguiente:

$$WR = RW \times \left(\frac{RRW + 7}{TB + 7} \right)$$

Factor de Formación.

El factor de formación se define como el cociente que resulta de dividir la resistividad de una roca 100% saturada con agua salada entre la resistividad del agua que la satura. Para obtener este factor de formación se encontró una ecuación empírica y es la empleada en el programa.

$$F = \frac{A}{PE^m}$$

Donde m se define como exponente de cementación y analíticamente su valor es la pendiente de la curva de la expresión anterior mientras que físicamente es indicativo del grado de cementación de la roca. Archie, encontró que para arenas no consolidadas el valor de m es del orden 1.3 --- mientras que para arenas consolidadas es aproximadamente 2.

Saturación de Agua.

Se llama saturación de agua, S_w , de una roca, al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por agua, entre el volumen total de poros.

Con base en datos experimentales de varios autores se obtuvieron -- ecuaciones empíricas, las cuales se emplean en el programa.

$$S1 = \left(\frac{A \times WR}{PE^m \times RT} \right)^{\frac{1}{n}}$$

$$S2 = \left(\frac{A \times WR \times RC}{X + Y + 2(X \times Y)^{0.5} \times RT} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Factor de Formación.

El factor de formación se define como el cociente que resulta de dividir la resistividad de una roca 100% saturada con agua salada entre la resistividad del agua que la satura. Para obtener este factor de formación se encontró una ecuación empírica y es la empleada en el programa.

$$F = \frac{A}{PE^m}$$

Donde m se define como exponente de cementación y analíticamente su valor es la pendiente de la curva de la expresión anterior mientras que físicamente es indicativo del grado de cementación de la roca. Archie, encontró que para arenas no consolidadas el valor de m es del orden 1.3 --- mientras que para arenas consolidadas es aproximadamente 2.

Saturación de Agua.

Se llama saturación de agua, S_w , de una roca, al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por agua, entre el volumen total de poros.

Con base en datos experimentales de varios autores se obtuvieron -- ecuaciones empíricas, las cuales se emplean en el programa.

$$S1 = \left(\frac{A \times WR}{PE^m \times RT} \right)^{\frac{1}{n}}$$

$$S2 = \left(\frac{A \times WR \times RC}{X + Y + 2(X \times Y)^{0.5} \times RT} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Donde:

$$X = A \times WR \times VSH \times (2 - VSH)$$

$$Y = PE^m \times RC$$

En donde n es le exponente de saturación que tiene un valor cercano a 2.

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y los datos que se requieren son los siguientes con las unidades indicadas.

- 1.- Profundidad total (pies)
- 2.- Temperatura de fondo (°F)
- 3.- Temperatura media superficial (°F)
- 4.- RW (Ohm-m)
- 5.- Temperatura a la que se refiere RW (°F)
- 6.- Factor de cementación (adimensional)
- 7.- Factor de tortuosidad (adimensional)
- 8.- Exponente de Saturación (n)
- 9.- Resistividad de la lutita (Ohm-m)
- 10.- Definir una de cinco opciones de lutita disponibles.
- 11.- Definir una de tres opciones de porosidad disponibles. En caso de solicitar cálculo de porosidad por medio del sonido se requiere.
 - a).- Tiempo de transito de la matriz (μseg)
 - b).- Tiempo de transito del fluido (μseg)
 - c).- Tiempo de transito de la lutita (μseg)
 - d).- Tiempo de transito del registro (μseg)

Si se requiere cálculo de porosidad por medio del registro de densidad - se necesita.

- a) Densidad de la matriz (gr/cc)
- b) Densidad del fluido (gr/cc)
- c) Densidad total (gr/cc)

Requerimientos para emplear como Súbrutina.

Para que este programa pueda emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores a las siguientes variables, considerando las unidades.

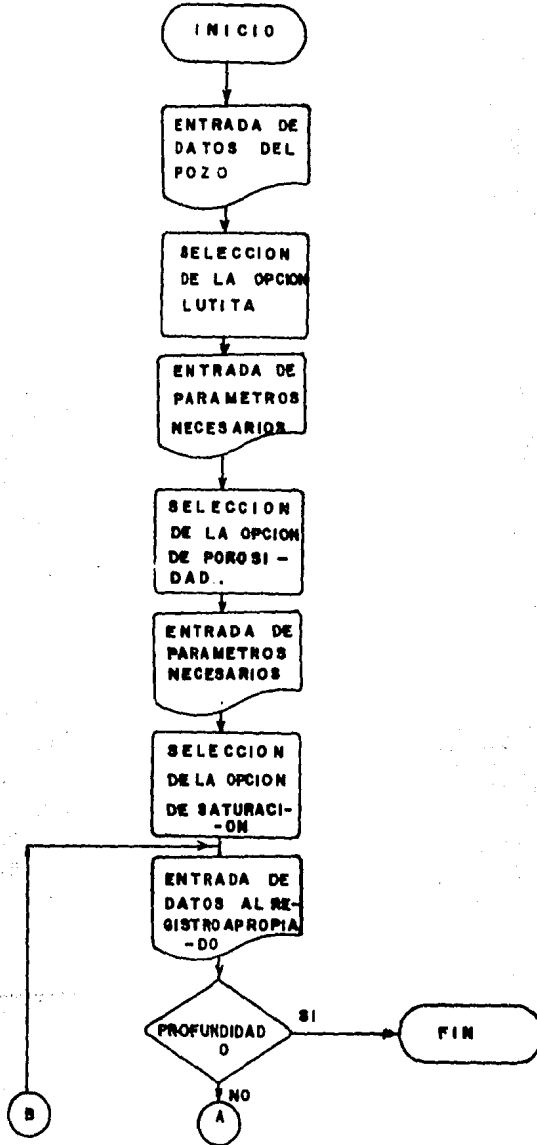
VARIABLE		UNIDADES
TD	Profundidad total	pies
TF	Temperatura de fondo	°F
TS	Temperatura media superficial	°F
RW	Resistividad del agua	°F
RRW	Temperatura de referencia de RW	°F
m	Factor de cementación	
A	Factor de tortuosidad	
n	Exponente de saturación	
RC	Resistividad de la lutita	ohm-m
SO	Definir una de las cinco opciones de lutita	
SS	Lectura de rayos gamma o S.P. en un intervalo libre de lutita	cualquiera
SH	Lectura de rayos gamma o S.P. en un intervalo de lutita	cualquiera
PO	Definir una de las tres opciones de porosidad	
MT	Tiempo de transito de las matriz	μ-seg
FT	Tiempo de transito del fluido	μ-seg
ST	Tiempo de transito de lutita	μ-seg

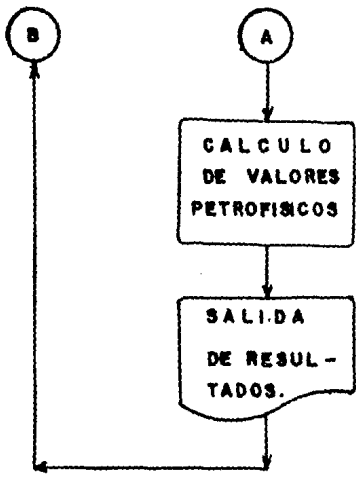
VARIABLE		UNIDADES
MD	Densidad de la matriz	gr/cc
FD	Densidad del fluido	gr/cc
SD	Densidad de lutita	gr/cc
SX	Definir una de dos opciones de saturación	
VSH	Volumen de lutita (fracción)	
GL	Lectura del registro de rayos gamma o S.P.	cualquiera
PE	Porosidad efectiva (en caso de tenerla como dato)	
LT	Tiempo de tránsito del registro	μ -seg
BO	Densidad total	gr/cc
RT	Resistividad verdadera de la formación	ohm-m

Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables , con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
PE	Porosidad efectiva (decimal)	
F	Factor de formación	
WR	Resistividad del agua a temperatura de formación	ohm-m
TB	Temperatura de formación	°F
VSH	Volumen de lutita (decimal)	
S1	Saturación de agua con Archie(decimal)	
S2	Saturación de agua con Simandeaux (decimal)	

DIAGRAMA DE FLUJO





III.2.2. CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA

A menudo es necesario determinar la resistividad de aguas de formación (u otras salmueras) antes de proceder con el análisis de registros de pozos. El siguiente programa proporciona este dato empleando uno o más de los métodos más comúnmente usados. El programa proporciona solución por -- cuatro métodos.

- 1.- Cálculo de R_w a partir de S.P.
- 2.- Cálculo de R_w a partir de la salinidad (ppm de NaCl o Cl)
- 3.- Solución de R_{wa} por R_w .
- 4.- Determinación de salinidad a partir de R_w .

Muchos de los algoritmos utilizados en varias opciones son simplemente rearrreglos de las mismas ecuaciones (resolviendo para diferentes variables). El método de solución para las diferentes opciones se discute a continuación:

OPCION No. 1 Cálculo de R_w a partir del S.P.

$$FR = RMF \times \frac{(RT+7)}{(FT+7)}$$

$$EQ + FR \times 10 \left(\frac{SP}{60 + 0.133 \times FT} \right)$$

$$RW = \frac{L1}{L2}$$

Donde:

$$L1 = EQ + 0.131 \times 10 \left(\left(\frac{1}{X1} \right) - 2 \right)$$

$$L2 = -0.5 \times EQ + 10 \left(\frac{0.0426}{X^2} \right)$$

y

$$X1 = \ln \left(\frac{FT}{19.9} \right)$$

$$X2 = \ln \left(\frac{FT}{50.8} \right)$$

$$R75 = RW \times \left(\frac{FT+7}{82} \right)$$

$$SAL = 10^X$$

Donde;

$$X = \left(\frac{3.562 - (\ln(R75 - 0.0123))}{0.955} \right)$$

Finalmente:

$$C1 = \frac{SAL}{1.645}$$

OPCION No. 2 Cálculo de Rw a partir de la salinidad.

$$R75 = 0.0123 + \frac{3647.5}{0.955}$$

SAL

Donde:

$$SAL = 1.645 \times ppm \text{ Cl}$$

$$RW = \frac{R75 \times 82}{FT + 7}$$

OPCION No. 3 Solución de Rwa para Rw.

$$F = \frac{A}{p^m}$$

y

$$RW = \frac{RO}{F}$$

OPCION No. 4 Determinación de salinidad apartir de Rw.

Nota: La misma rutina empleada en la última parte de la opción 1 es empleada en esta opción.

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y requiere de los siguientes datos - con las unidades indicadas.

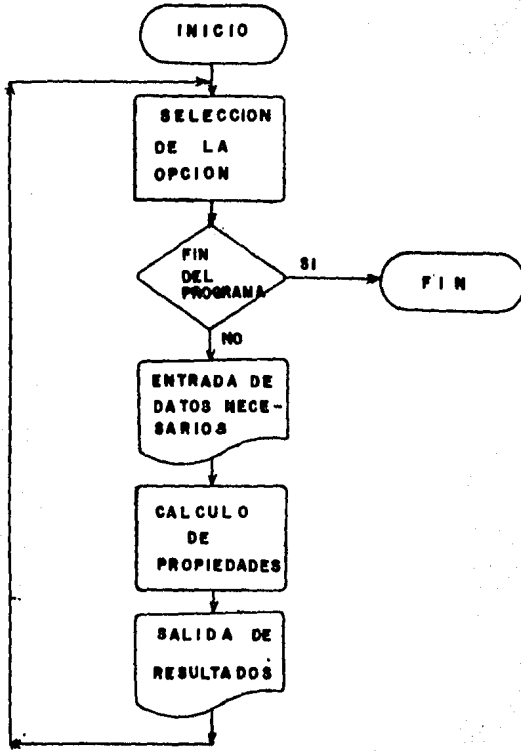
- 1.- Definir una de las cuatro opciones de R_w .
- 2.- Si se solicita el cálculo de R_w por SP se requiere:
 - a).- Potencial espontaneo (milivolts)
 - b).- Temperatura de formación ($^{\circ}F$)
 - c).- Resistividad del filtrado a la temperatura de referencia - (ohm-m)
 - d).- Temperatura de referencia del filtrado ($^{\circ}F$)
- 3.- Si se solicita el cálculo de R_w apartir de la salinidad se requiere:
 - a).- Indicar en que unidades se proporciona la salinidad
 - b).- Salinidad en partes por millón (ppm)
 - c).- Temperatura de formación ($^{\circ}F$)
- 4.- Si se solicita solución de R_{wa} para R_w .
 - a).- Porosidad (decimal)
 - b).- Factor de tortuosidad
 - c).- Factor de cementación
 - d).- Resistividad de la roca 100% saturada de agua (ohm-m)

5.- Si se solicita determinar la salinidad a partir de R_w se requiere:

- a).- Resistividad del agua a temperatura de formación (ohm-m)
- b).- Temperatura de referencia de R_w (ohm-m)

NOTA: Para salir del programa se tecléa la opción 5 de R_w .

DIAGRAMA DE FLUJO



III.2.3. ANALISIS DEL REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO DE NEUTRONES TÉRMICOS (TDT)

El registro de Tiempo de Decaimiento de Neutrones Térmicos, es un registro nuclear que se puede tomar en pozos ademados y además con tubería de producción. Permite localizar formaciones que contienen hidrocarburos y agua. Se pueden descubrir avances de agua natural en los yacimientos comparándolo con otros registros tomados antes en agujeros abiertos, y en yacimientos sujetos a inyección de agua se puede usar para observar el progreso de la inyección. Si se conocen la porosidad y la salinidad del agua, se puede calcular la saturación de agua.

La sonda del equipo, consta básicamente de una fuente generadora de neutrones de alta energía (14 Mev), que produce estallidos de neutrones a intervalos de tiempo y duración controlados y de dos detectores de rayos gamma de captura situados a una distancia fija de la fuentes; estos detectores son contadores de centelleo.

En el registro TDT lo que se mide es el tiempo necesario para -- que un cierto porcentaje de los neutrones emitidos por la fuente sean absorbidos por la formación. Después de cada estallido de neutrones, estos son moderados por el efecto de las numerosas colisiones con los núcleos de los elementos que se encuentran en el agujero y en la formación; al alcanzar velocidades térmicas son luego capturados, produciendose la emisión correspondiente de rayos gamma.

El análisis de registros TDT o NLL generalmente requieren del -- uso de mas de tres cartas y un nomograma complejo. El programa siguiente

elimina la necesidad de estas cartas y proporciona una solución simple y rápida para el análisis. El usuario debe especificar que hidrocarburo - se tiene aceite o gas para que el programa calcule el sigma del hidrocarburo. Dependiendo de la fase, el programa pedira los datos necesarios. El programa puede calcular el sigma de agua apartir de la salinidad --- (ppm de NaCl) y temperatura. Si la salinidad es desconocida, esta puede ser obtenida del programa anterior.

A continuación se hace una discusión del algoritmo utilizado.

Sigma de Hidrocarburos.

Aceite

$$ZH = \frac{22.3}{\left(1 + \frac{RS}{22000}\right)^{0.715}}$$

Gas

$$ZH = \frac{Px(1.38xYG+0.238)}{256+1.4xT}$$

Sigma del Agua.

$$ZW = 22 + \left(0.341 - \frac{T}{7813}\right) X + \frac{X^2}{(3417 - 0.68xT)}$$

$$X = \frac{SAL}{1000}$$

Sigma es definido como la sección eficaz de captura o absorción o sección transversal de captura o absorción; éste es uno de los conceptos básicos para la interpretación del registro TDT.

Cuando una partícula atómica atraviesa la materia, tiene una cierta probabilidad de reaccionar con los núcleos de los átomos. La sección transversal atómica de captura del material atravesado es medida de la probabilidad de que la partícula incidente sea capturada por la partícula del material que sirve de blanco. Este valor probabilístico depende de la naturaleza y energía de la partícula y de la naturaleza del núcleo de captura. La unidad práctica de medida son las unidades de captura (u.c.); $1 \text{ u.c.} = 10^{-3} \text{ cm}^{-1}$.

El registro TDT se puede usar para calcular la saturación de agua de la formación.

Saturación de Agua.

$$SW = \frac{(Z - ZM) - VSH \times (ZS - ZM) - PO \times (ZH - ZM)}{PO \times (ZW - ZH)}$$

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y requiere de los siguientes datos con las unidades indicadas.

- 1.- Definir de que tipo de hidrocarburo se trata.
- 2.- Si se trata de aceite requiere la relación gas-aceite.

- 3.- Si se trata de gas se requiere de la densidad relativa y de la presión del yacimiento.
- 4.- Salinidad del agua.
- 5.- Temperatura.
- 6.- Sigma de la matriz.
- 7.- Sigma de lutita.
- 8.- Porosidad.
- 9.- Volumen de lutita.
- 10.- Sigma leído del registro.

Requerimientos para emplear como Subrutina.

Para que este programa puede emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores, considerando las unidades.

VARIABLE		UNIDADES
GFLAG	Define de que tipo de hidrocarburo se trata (Aceite=1.0, gas=0)	
RS	Relación de solubilidad gas-aceite	pie ³ /bl.
YG	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
P	Presión del yacimiento	lb/pg ²
SAL	Salinidad	ppm NaCl
T	Temperatura del yacimiento	°F
ZM	Sigma de matriz	u.c.
ZS	Sigma de lutita	u.c.
PO	Porosidad (decimal)	
VSH	Volumen de lutita (decimal)	
z	Sigma del intervalo, leído del registro	u.c.

Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables y con las unidades indicadas.

VARIABLE

ZW

Sigma de agua

ZH

Sigma de hidrocarburo

SW

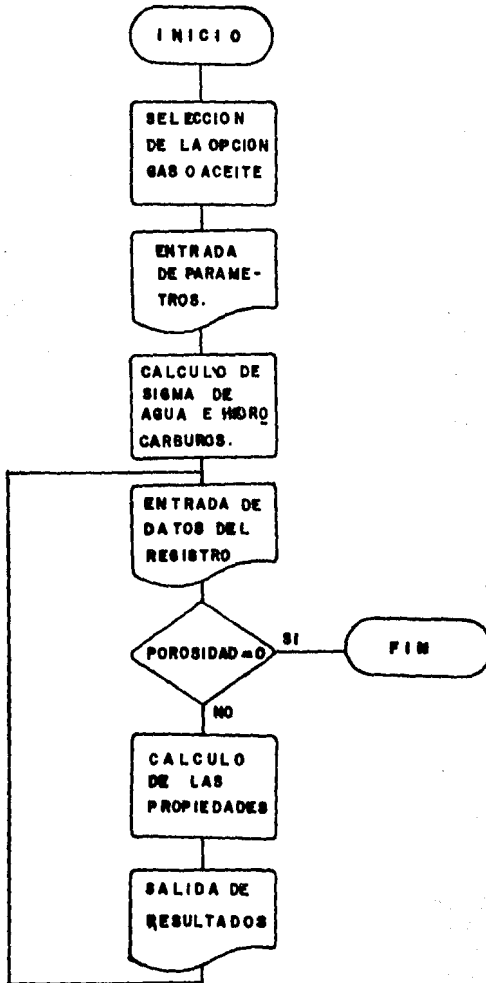
Saturación de agua (decimal)

UNIDADES

u.c.

u.c.

DIAGRAMA DE FLUJO



III.3. PROGRAMAS SOBRE PRODUCCION Y EVALUACION DE YACIMIENTOS DE GAS

Antecedentes.

En esta sección se tratan problemas referentes a yacimientos de gas y gas y condensado. De estos yacimientos de gas y condensado es importante mencionar algunas de sus características peculiares.

En este tipo de yacimiento la temperatura de yacimiento es mayor -- que la crítica y menor de la cricondenterma y se encuentra en estado monofásico, fase gaseosa. A medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido producido hasta alcanzar la presión de punto de rocío. Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido -- del yacimiento en forma de rocío; de allí que este tipo de yacimiento comúnmente se le denomine yacimiento de punto de rocío. Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido.

Como este líquido se queda en el yacimiento el gas producido en superficie tendrá un contenido de líquido menor, aumentando la razón gas-aceite de producción. Este proceso de condensación retrógrada continúa hasta alcanzar un punto de máximo volumen líquido.

Debe hacerse notar que, en la vecindad del pozo, las saturaciones de líquido retrógrado a menudo valores mayores de tal forma que existe flujo en dos fases: de gas y de líquido retrógrado. Esta concentración de líquido resulta como consecuencia de la reducción de presión en la fase gaseosa al aproximarse al pozo.

A medida que el flujo de gas continúa, la saturación de líquido retrógrado aumenta hasta que finalmente, el líquido fluye. Aunque este fenómeno no afecta seriamente el comportamiento total, ni entra en las predicciones actuales de comportamiento, debe tenerse en cuenta que:

- a).- Reducirá, y a veces seriamente, el gasto en pozos de condensado de gas.
- b).- Afectará la presión de las muestras de fluido tomadas en los pozos, las cuales se obtienen suponiendo flujo monofásico hacia el pozo.

Para determinar algunos parámetros importantes como son: la presión de fondo fluyendo, presión estática y gasto requerido para remover condensado se presentan los siguientes programas.

III.3.1. DETERMINACION DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO O PRESION ESTATICA DE UN POZO DE GAS

El conocimiento de la presión de fondo es requerida para hacer estimaciones de reservas, determinar características de formación o diseñar sistemas de producción.

El programa siguiente calcula la presión de fondo fluyendo o estática para pozos de gas o gas y condensado, basado en datos superficiales - observados del pozo.

El programa puede usarse para pozos desviados porque considera profundidad verticalizada y profundidad medida. La rugosidad de la tubería - se considera como 0.0004 pulgadas, pero puede ser modificada si es necesario. El programa contiene rutinas para calcular el factor Z y viscosidad del gas. Estas rutinas son las empleadas en el programa de propiedad del gas.

El uso de este programa no es recomendado para casos, donde la relación gas-aceite sea menor que aproximadamente 75000 pie³ /bl.

Lo siguiente es una discusión de la metodología utilizada:

$$Y0 = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

$$MO = \frac{6084}{API - 5.9}$$

$$GE = \left(\frac{350.5 \times Y0}{MO} \right) \times \left(\frac{10.73 \times TSC}{PSC} \right)$$

$$YW = \frac{(GOR \times YG) + (4584 \times Y0)}{GOR + \frac{132800 \times Y0}{MO}}$$

$$QWG = QG \times \left(1 + \frac{GE}{GOR} \right)$$

$$RE = \frac{20129 \times YW \times QWG}{ID \times UG}$$

$$F = \left(\frac{1}{1.14 - 2 \times \ln \left(\frac{E}{ID} + 21.25 \right)} \right)^2 \times RE^{-0.9}$$

$$PWF^2 = PWH^2 \times EXP(XTVD) + 667 \times F \times QWG^2 \times T^2$$

$$PWF^2 = PWH^2 \times EXP(XTVD) + \frac{667 \times F \times QWG^2 \times TA^2 \times ZA^2 \times EXP(XMD) - 1}{ID^5}$$

$$XTVD = \frac{0.0375 \times YW \times TVD}{TA \times ZA}$$

$$XMD = \frac{0.375 \times YG \times XMD}{TA \times ZA}$$

La técnica de solución inicialmente considera que la presión promedio en la tubería de producción es la presión superficial de la tubería de producción más 1000 lb/pg^2 . El programa entonces inicia su proceso interactivo, primero calcula el factor Z y viscosidad del gas promedio, entonces se resuelve para la presión de fondo. Después de obtenida la presión de fondo, la presión promedio en la tubería de producción es recalculada y se repite el procedimiento. La convergencia es muy rápida, generalmente requiere tres o menos iteraciones. Sin embargo la variable que presenta el número de iteraciones se indica claramente en el listado y puede incrementarse si se desea.

Datos Requeridos.

- 1.- Gasto de ($\text{MM pie}^3/\text{día}$). Para obtener la presión estática el gasto es entrado como cero. Para simplificar la solución numérica, el programa asigna un valor al gasto (menor que $1 \text{ pie}^3/\text{día}$) antes de iniciar el procedimiento.
- 2.- Presión en la tubería de producción (lb/pg^2)
- 3.- Temperatura promedio en la tubería de producción ($^{\circ}\text{F}$)
- 4.- Diametro interno de la tubería de producción (pulgadas)
- 5.- Densidad relativa del gas (Aire=1.0)
- 6.- Relación gas-aceite observada (pie^3/bl). Para gas seco, debe ser entrada como cero. En este caso se asigna a --GOR como $10 \text{ pie}^3/\text{bl}$ ($0.001 \text{ bl/MM pie}^3$), lo cual simplifica la solución numérica.

- 7.- Densidad relativa del condensado °API
- 8.- Profundidad vertical verdadera (pies). Considerada en la solución del gradiente de densidad.
- 9.- Profundidad medida (pies). Requerido para calcular las pérdidas por fricción.

Requerimientos para emplear como Subrutina.

Para que este programa pueda emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores a las siguientes variables considerando las unidades.

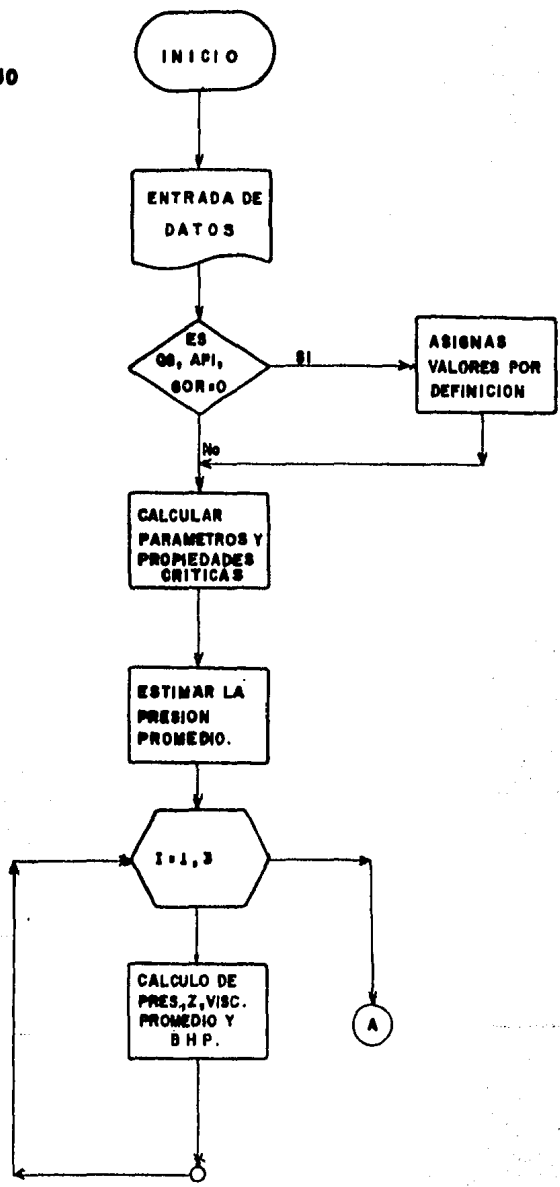
VARIABLE		UNIDADES
QG	Gasto de gas en el separador	MMpie ³ /día
PWH	Presión en la tubería de producción.	lb/pg ²
TAF	Temperatura promedio en la tubería de producción.	°F
ID	Diametro interno de la tubería de producción.	pulgadas
TVD	Profundidad vertical verdadera.	pies
MD	Profundidad medida	pies
VG	Densidad relativa del gas -- (Aire=1.0)	
GOR	Relación gas-aceite	pie ³ /bl

VARIABLE		UNIDADES
API	Densidad relativa del condensado.	°API

Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
QWG	Gasto equivalente	MMpie ³ /d/a
YW	Densidad relativa total del flujo (Aire=1.0)	
Z	Factor de desviación del gas condiciones promedio.	
UG	Viscosidad del gas a condiciones promedio.	C.P.
PWF	Presión de fondo fluyendo o estática	lb/pg ²

DIAGRAMA DE FLUJO





III.3.2 EVALUACION DE UN YACIMIENTO DE GAS

La permeabilidad de la formación y gasto estabilizado pueden ser estimados apartir de pruebas de corta duración (flujo transitorio) en yacimientos de gas. Estas propiedades del pozo y la formación son raramente medidas directamente; por lo que es necesario calcular apartir de datos que generalmente son disponibles.

Los procedimientos de estimación de permeabilidad y gasto estabilizado presentados se basan en ecuaciones de flujo obtenidas en estudios de flujo de gas en medios porosos.

Estimación de la Permeabilidad de Formación

La permeabilidad de la formación puede ser estimada apartir de datos de pruebas de flujo transitorio.

El flujo en yacimientos de gas a presiones mayores de aproximadamente 3000 lb/pg² puede ser modelado adecuadamente por las siguientes ecuaciones:

$$K = \frac{141.2 \times Q_G \times B_G \times U_G}{H \times (P_I - PWF)} \times \ln \left(\frac{RD}{RW} \right)^{-0.75 + S}$$

y

$$RD = \left(\frac{K \times T}{376 \times PHIG \times U_G \times CT} \right)^{0.5}$$

Estas ecuaciones son resueltas iterativamente. Estrictamente hablando, la solución es válida solamente para pruebas realizadas a un gas constante. Esta sin embargo es una aproximación aceptable cuando la declinación del gasto es suave, como en la producción a través de un es -- trangulador fijo.

Para yacimiento de baja presión, ecuaciones similares escritas en términos de una diferencia de presiones al cuadrado proporciona un mejor modelo.

Tiempo Crítico.

La consideración de que la observación este en el período de -- transición, esta probado por lo siguiente:

$$TC = \frac{948 \times PHIG \times UG \times CG \times RE^2}{K}$$

Si T es menor que TC, la observación es indicada en el período - de flujo transitorio. Si T es mayor que TC el flujo no será indicado en el período transitorio y el uso de este programa no es aconsejable.

Gasto Estabilizado.

El gasto estabilizado a una presión dada puede ser estimada a partir de un gasto medido durante las condiciones de transición utilizado la siguiente relación:

$$\frac{QGS}{QG(\bar{t})} = \frac{\ln \left(\frac{RD}{RW} \right) - 0.75 + S}{\ln \left(\frac{RE}{RW} \right) - 0.75 + S}$$

Donde:

$$RD = \left(\frac{K \times T}{376 \times PHIG \times UG \times CT} \right)^{0.5}$$

Este programa contiene rutinas para calcular la viscosidad y compresibilidad isotérmica del gas. Estas rutinas se discutieron en el programa de propiedades del gas por lo que aquí no se repeticen.

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y requiere de los siguientes datos con las unidades indicadas.

- 1.- Radio del pozo (pies)
- 2.- Tiempo (horas)
- 3.- Porosidad del (porosidad x saturación)
- 4.- Gasto (Mpie³/dfa)
- 5.- Presión inicial del yacimiento (lb/pg²)
- 6.- Presión de fondo fluyendo (lb/pg²)
- 7.- Espesor neto del yacimiento (pies)
- 8.- Area del yacimiento (acres)
- 9.- Temperatura de yacimiento (°F)
- 10.- Densidad relativa del gas (Aire=1.0)
- 11.- Factor de daño.

Requirimientos para emplear como Subrutina

Para que este programa pueda emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores a las siguientes variables, considerando las unidades.

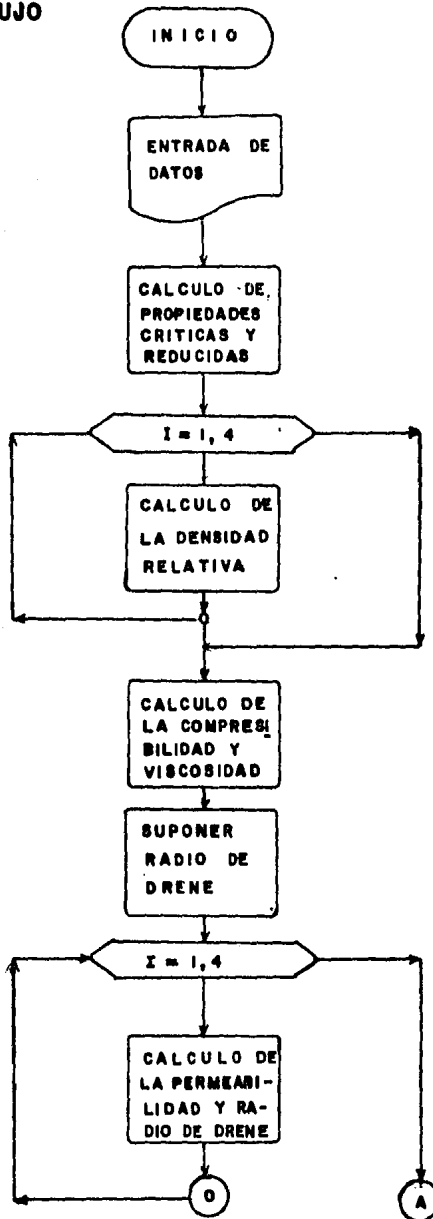
VARIABLE		UNIDADES
RW	Radio del pozo	pies
TIME	Tiempo	horas
PHIG	Porosidad del gas	
QG	Gasto	Mpie ³ /dfa
PI	Presión inicial del yacimiento	lb/pg ²
PWF	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²
H	Espesor neto del yacimiento	pies
AREA	Tamaño del yacimiento	Acres
TF	Temperatura del yacimiento	°F
YG	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
S	Factor de daño	

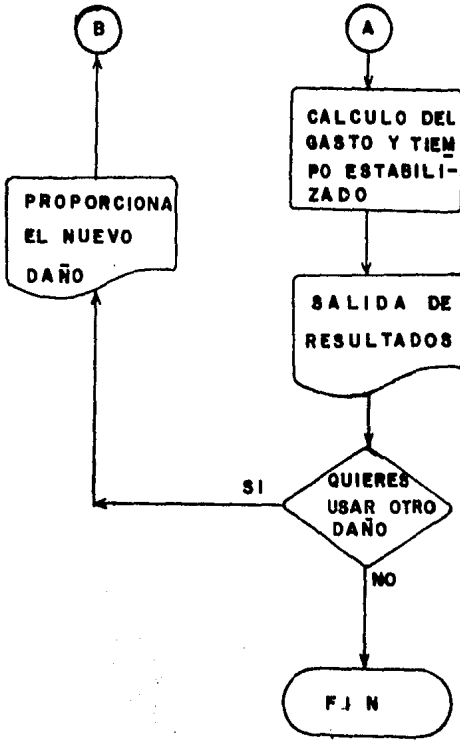
Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables, con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
PA	Presión promedio	lb/pg ²
Z	Factor de desviación inicial	
UG	Viscosidad inicial	C.P.

VARIABLE		UNIDADES
CG	Compresibilidad inicial del gas	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
BG	Factor de volumen del gas	bl/Mpie^3
RD	Radio de drene transitorio	pies
K	Permeabilidad	md
TS	Tiempo de estabilización	horas
QGS	Gasto estabilizado	$\text{Mpie}^3/\text{día}$

DIAGRAMA DE FLUJO





III.3.3. VELOCIDADES Y GASTOS DE GAS MINIMOS REQUERIDOS PARA TRANSPORTAR LIQUIDO EN LA CORRIENTE DE GAS.

Los pozos de gas a menudo tienen componentes en la fase líquida que se producen con la corriente de gas. La presencia de estos líquidos frecuentemente afectan las características de flujo del pozo y de hecho, puede impedir el flujo total del pozo. Estos líquidos pueden ser condensado o agua interfásica de la matriz del yacimiento. Ambas situaciones requieren que la fase líquida sea transportada por el gas a la superficie. Si el gas no proporciona la suficiente energía de transporte, los líquidos se acumulan en el pozo. Esto impone una carga adicional de presión a la formación y finalmente afecta la capacidad de producción del pozo.

El movimiento de líquidos a la superficie está compuesto por dos procesos:

- 1.- Movimiento de la película de líquido a lo largo de las paredes de la tubería.
- 2.- Entrada de gotas de líquido en la corriente de gas a alta velocidad.

Estudios de laboratorio (junto con substanciales datos de campo) indican que los mínimos gastos requeridos para levantar líquidos de pozos de gas son tales que la velocidad del gas podrá remover las grandes gotas que puedan existir. Esta "velocidad crítica" puede ser calculada utilizando la teoría de mecánica de fluidos. Las ecuaciones derivadas no son limitadas por el tipo de terminación y pueden ser aplicadas para espacio anular y ---

otras geometrías de flujo.

La relación gas-líquido no afecta significativamente la velocidad crítica de levantamiento, dado que la relación es menor que aproximadamente 130 bl/MMpie^3 .

A continuación se hace una discusión de la metodología empleada - en el programa:

Velocidad Crítica.

Para remover agua.

$$V1 = \left[\frac{(67 - (0.0031 \times PT))^{0.5} \times 31.5}{0.0031 \times PT} \right]^{0.5}$$

Para remover condensado.

$$V2 = \left[\frac{(45 - (0.0031 \times PT))^{0.5} \times 16.2}{0.0031 \times PT} \right]^{0.5}$$

Gasto Crítico.

Para remover agua.

$$Q1 = \frac{3.06 \times PT \times V1 \times A3}{Z \times TR}$$

Para remover condensado.

$$Q2 = \frac{3.6 \times PT \times V2 \times A3}{Z \times TR}$$

Donde

$$A3 = \left[\left(\frac{ID}{24} \right)^2 - \left(\frac{OD}{24} \right)^2 \right] \times 3.1416$$

Nota: Para el caso de flujo por tubería de producción, ID=ID;
OD=0.0

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y requieren de los siguientes datos con las unidades indicadas.

- 1.- Presión en la tubería de producción (lb/pg²)
- 2.- Diametro interno de la tubería de revestimiento o tubería - de producción (pulgadas)
- 3.- Diametro exterior de la tubería de producción en caso de -- flujo anular, cero en caso de flujo por tubería de produccion (pulgadas.)
- 4.- Temperatura en la cabeza del pozo (°F)
- 5.- Factor Z a condiciones de cabeza del pozo.

Requerimientos para emplear como Subrutina.

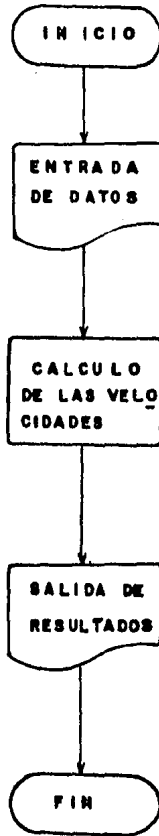
Para que este programa puede emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores a las siguientes variables considerando las unidades.

VARIABLE		UNIDADES
PT	Presión fluyendo en la cabeza del pozo.	lb/pg ²
ID	Diametro interno de T.R. o T.P.	pulgadas
OD	Diametro externo de T.P.	pulgadas
TF	Temperatura en la cabeza del pozo	°F
Z	Factor de desviación Z o condiciones de pozo.	

Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
V1	Velocidad lineal minima de gas para remover agua	pie/seg.
Q1	Gasto minimo para remover	MMpie ³ /dfa
V2	Velocidad lineal minima de gas para remover condensado.	pie/seg.
Q2	Gasto minimo para remover condensado.	MMpie ³ /dfa

DIAGRAMA DE FLUJO



III.3.4. BALANCE DE MATERIA EN YACIMIENTOS DE GAS

La aplicación de las ecuaciones de balance de materia convencional para yacimientos volumétricos de gas, anormalmente presionados, generalmente resulta altamente errónea la estimación de gas original y última reserva recuperable.

En yacimientos normalmente presionados (gradiente de presión de \approx 0.5 lb/pg²/pie) la extrapolación de una gráfica del tipo "P/Z v.s. producción acumulativa" en P/Z=0 proporciona el gas original aparente. Esta técnica es una simple solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas volumétrico. (no hay entrada de agua).

Una consideración básica de la ecuación general de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas es que la producción de gas es el resultado de la expansión de la fase gaseosa. En yacimientos normalmente presionados donde la compactación de la formación ha ocurrido, esto es una suposición razonable. En yacimientos anormalmente presionados, sucede que el proceso de compactación de la formación es generalmente incompleto. Por esto como ocurre en producción, la presión del yacimiento es mantenida parcialmente por la continua compactación de formación (con una ligera contribución de la expansión del agua). De acuerdo con algunos puntos (generalmente cuando P/Z se aproxima al gradiente normal) la compactación de formación se abate y un cambio drástico puede notarse en la gráfica P/Z contra producción acumulativa.

Hammerlindl derivó un factor de corrección a partir de datos disponibles, los cuales podrían ser utilizados para correlacionar el "volumen de gas original aparente" al "volumen real de gas original". Este fac--

tor de corrección es aproximadamente igual a la relación de la compresibilidad promedio efectiva a la compresibilidad del gas.

El programa contiene correlaciones internas para deducir las compresibilidades del agua y formación (isotérmicas).

La entrada de datos incluye el factor Z y compresibilidad del gas para ambas presiones inicial y segunda. Si estos datos son desconocidos se pueden obtener del programa propiedades del gas.

A continuación se hace una discusión de la metodología empleada.

Compresibilidad de la Formación.

$$CF = \left(\frac{D}{1000} \right)^{-2} \times 2$$

Compresibilidad del Agua.

$$WC = A + B \times TF + C \times TF^2$$

$$A = -0.0001472645 \times P + 3.916801021$$

$$B = 6.379 \times 10^{-7} \times P - 0.011441478$$

$$C = -1.3536114 \times 10^{-9} \times P + 4.238314 \times 10^{-5}$$

Compresibilidad Efectiva.

$$CEFF = \frac{CG \times SG + CW \times SW + CF}{SG}$$

Compresibilidad Promedio.

$$Y = \frac{\left(\frac{CEFF1}{CG1}\right) + \left(\frac{CEFF2}{CG2}\right)}{2}$$

Volumen Original de Gas Aparente.

$$Ap = \frac{\frac{P1}{Z1}}{\frac{P1}{Z1} - \frac{P2}{Z2}} \times CUM$$

Volumen Rel de gas Original.

$$AC = \frac{AP}{Y}$$

Se puede notar que corrección de Hammerlindl es aplicables solamente para yacimientos presionados anormalmente. Este autor no recomienda su uso o no uso. Esta es la primera técnica presentada en 1971 que es ampliamente utilizada por ingenieros de yacimientos con experiencia y es incluida por esta razón.

Datos Requeridos.

El programa es conversacional y requiere de los siguientes datos con las unidades indicadas.

- 1.- Profundidad del yacimiento (pies)
- 2.- Presión inicial (lb/pg^2)
- 3.- Factor de desviación Z inicial
- 4.- Compresibilidad inicial del gas (lb/pg^2)⁻¹
- 5.- Segunda presión (lb/pg^2)
- 6.- Factor de desviación Z a la segunda presión
- 7.- Compresibilidad del gas a la segunda presión (lb/pg^2)⁻¹
- 8.- Producción acumulativa a la segunda presión (MMpie^3)
- 9.- Temperatura de formación (°F)
- 10.- Saturación de agua (decimal)

Requerimientos para emplear como Subrutina.

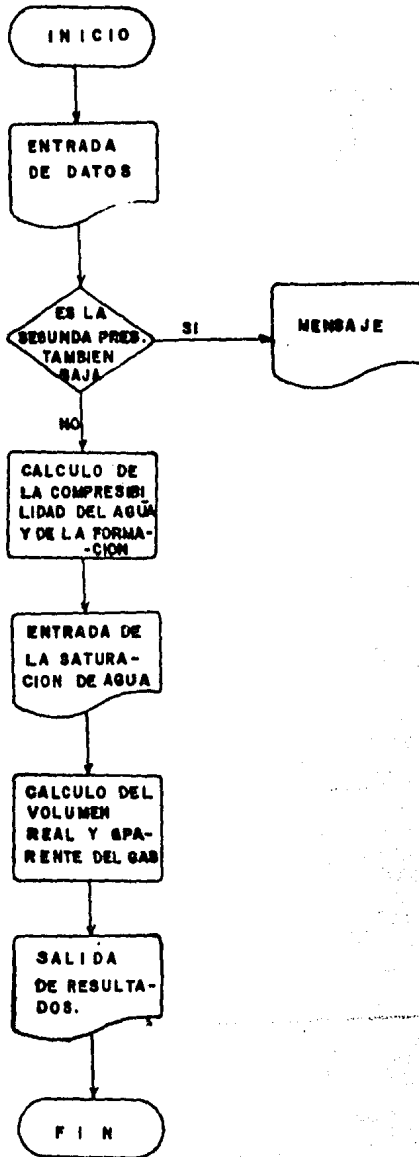
Para que este programa pueda emplearse como subrutina es necesario que el programa principal asigne valores a las siguientes variables considerando las unidades.

VARIABLE		UNIDADES
D	Profundidad del yacimiento	pies
P1	Presión inicial	lb/pg ²
Z1	Factor de desviación Z inicial	
C1	Compresibilidad inicial del gas	(lb/pg ²) ⁻¹
P2	Segundo presión	lb/pg ²
Z2	Factor de desviación Z a la segunda presión	
C2	Compresibilidad del gas a la segunda presión	(lb/pg ²) ⁻¹
CUM	Producción acumulativa a la segunda presión.	MMpie ³
TF	Temperatura de formación	°F
SW	Saturación de agua (decimal)	

Los valores obtenidos del programa los asigna a las siguientes variables con las unidades indicadas.

VARIABLE		UNIDADES
AP	Volumen real de gas original	MMpie ³
AC	Volumen aparente de gas original	MMpie ³

DIAGRAMA DE FLUJO



CAPITULO IV

EJEMPLOS DE APLICACION

Para ejemplificar el uso de la microcomputadora, se presentan tres programas realizados para resolver problemas específicos de la industria.

El primer programa sobre la localización de la profundidad de colocación de la bomba del aparejo de bombeo eléctrico, fue elaborado con el fin de ilustrar el posible uso de los programas independientes anteriores (propiedades de los fluidos) como subrutinas, para resolver un problema más complejo. De este programa se presenta el listado de instrucciones en el apéndice A.

El segundo programa sobre análisis de curvas de presión fue elaborado por la Gerencia de Tecnología Informática del Instituto Mexicano del Petróleo, bajo la supervisión de la Gerencia de Desarrollo de Campos de Petróleos Mexicanos, con el objetivo de analizar los datos de las pruebas de variación de presión para evaluar formaciones.

El tercer programa fue elaborado originalmente por la División de Producción y posteriormente, optimizado, por la Gerencia de Tecnología Informática, ambas en el Instituto Mexicano del Petróleo; bajo la supervisión de la Gerencia de Desarrollo de Campos de Petróleos Mexicanos. Su objetivo es calcular la presión en la cabeza de un pozo que produce aceite y gas, y su utilidad principal es encontrar la capacidad óptima de flujo, de un aparejo de producción dado.

De estos programas se describen sus características generales, características técnicas y datos requeridos.

De los últimos dos programas sólo se tiene el programa ejecutable disponible en disco flexible a disposición del usuario.

IV.1. LOCALIZACION DE LA PROFUNDIDAD DE COLOCACION DE LA BOMBA DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTRICO

En este tipo de sistema artificial de producción la producción se bombea por la tubería de producción sin empacador en el pozo, como regla general. Esto significa que el gas puede ser desviado al espacio anular o pasado a través de la bomba.

Si existe gas en el pozo, hay entre el nivel del fluido y el fondo, un amplio rango de combinaciones de líquido y gas que son significativas para el tamaño y localización de la bomba en el pozo. Es imposible decir que cualquier criterio sea siempre el mejor para seleccionar la bomba y su localización ya que los datos del pozo y yacimiento no siempre son de la misma confiabilidad, las condiciones del yacimiento pueden cambiar con el tiempo y otros factores pueden ser diferentes de un pozo a otro.

Una posibilidad es colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de burbujeo. Entonces no hay gas libre en succión de la bomba y el volumen que la bomba maneja es simplemente la producción a condiciones superficiales multiplicado por el factor de volumen del aceite. Esto puede hacerse unicamente si el punto de presión de burbujeo ocurre arriba del extremo de la sarta de producción.

Otra posibilidad es colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de burbujeo. Esto tiene la ventaja de acortar la longitud de la tubería y del cable. Conforme la bomba se coloque mas arriba en el pozo la cantidad de gas se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas libre líquido mas alta de la que la bomba es capaz de manejar. En el programa de aplicación se --

considera $1 \text{ m}^3/\text{ml}^3$, pero además debe considerarse que el separador, construido integralmente con la bomba desvía el gas libre de la succión de la bomba, hacia el espacio anular donde puede ser purgado a la atmósfera o -- bien, a instalaciones de recolección de gas y que la eficiencia de separación es de 50%.

En síntesis el programa determina en primer lugar la presión de -- succión de la bomba y a continuación la presión de descarga de la bomba -- utilizando una correlación de flujo multifásico, en este caso es la de -- Poettmann y Carpenter. Así se determina la presión diferencial entre la - succión y la descarga de la bomba, que representa el incremento de presión que la bomba debe desarrollar. Y además muestra la profundidad de colocación obtenida.

Descripción del programa:

a).- Características generales.

- 1.- Este programa tiene la opción de guardar los datos en un archivo y posteriormente usar este archivo para ejecutar el análisis.
- 2.- Los datos se ingresan en forma conversacional.
- 3.- Al finalizar el proceso de análisis el programa presenta la opción de imprimir los resultados.

b).- Características técnicas.

El programa cuenta con 3 subrutinas que son útiles para el desarrollo del análisis. Estas subrutinas son los programas sobre propiedades de los fluidos.

- 1.- El programa determina la profundidad de colocación de la bomba del aparejo de bombeo eléctrico y el incremento de presión necesario a desarrollar por bomba.
- 2.- El programa requiere las propiedades físicas del fluido producido para inicializar las correlaciones empleadas, estos datos son características fundamentales del fluido.
- 3.- El programa emplea el método de cálculo de Poettmann y Carpenter, procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico.
- 4.- El programa tiene la limitante de que considera una temperatura promedio a lo largo de todo el pozo, lo cual es un error.
- 5.- El programa presenta la opción de imprimir los resultados.

c).- Datos requeridos.

- 1.- Relación agua-aceite (bl/bl)
- 2.- Relación gas-aceite instantánea (pie^3/bl)
- 3.- Densidad relativa del gas a presión y temperatura de separación (Aire=1.0)
- 4.- Tipo de gas (california=1, o condensado=0)
- 5.- Densidad relativa del aceite ($^{\circ}\text{API}$)
- 6.- Densidad relativa del agua (Agua=1.0)
- 7.- Salinidad del agua (PPM de NaCl)
- 8.- Temperatura de separación ($^{\circ}\text{F}$)
- 9.- Presión de separación (lb/pg^2)
- 10.- Presión de fondo fluyendo
- 11.- Gasto (bl/día)

- 12.- Diámetro de T.R. (pulgada)
- 13.- Relación gas aceite que acepta la bomba (b1/b1)
- 14.- Temperatura media (°F)
- 15.- Profundidad media de los disparos (pies)
- 16.- Eficiencia del separador de gas %
- 17.- Fracción de los contaminantes del gas (decimal)

IV.2. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION

El objetivo de las pruebas de presión, que consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de -- las citadas variaciones de presión. La información que se puede obtener in cluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc; la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

Las principales pruebas de presión son:

- 1).- Prueba de Decremento.
- 2).- Prueba de Incremento.
- 3).- Prueba de Inyectividad.
- 4).- Prueba de Decremento en Pozos Inyectores.
- 5).- Prueba de Interferencia.

El ejemplo de aplicación que se presenta fue elaborado con el fin - de analizar los datos de las pruebas de variación de presión para evaluar - formaciones.

Descripción del programa;

a).- Características Generales.

- 1.- Este programa tienen la opción de guardar los datos en un -- archivo y posteriormente usar este archivo para ejecutar --

el análisis.

- 2.- Los datos se ingresan por bloques, en forma conversacional. Teniendo la oportunidad de revisar los datos ingresados en cada bloque y poder corregirlos en ese punto.
- 3.- Al terminar de ingresar toda la información, el programa -- presenta la opción de imprimir los resultados.
- 4.- Al terminar el proceso de análisis, el programa presenta la opción de imprimir los resultados. Así mismo, es posible - cambiar algún dato o sección de datos para optimizar el aná lisis, sin tener que ingresar los datos nuevamente.
- 5.- El programa valida cada uno de los datos ingresados, los -- que deberan estar en un rango de valores preestablecido.

c).- Características técnicas.

El programa cuenta con 17 subrutinas que lo auxilian en el proceso_ de análisis. Las principales características del método de cálculo son:

- 1.- El programa analiza curvas de incremento y de decremento de pozos de aceite o gas.
- 2.- El programa requiere las propiedades físicas del fluido pro ducido (viscosidad y compresibilidad), a las condiciones - de yacimientos. Si el usuario no conoce estos datos, el -- programa solicita cierta información complementaria y utili za correlaciones para calcular estos parámetros.
- 3.- Los puntos de la curva de tiempo VS. presión se ingresan en bloques de 5, con el objeto de revisarlos y corregirlos si_

es necesario. El programa maneja hasta 100 puntos.

- 4.- Si el usuario acepta la opción de imprimir los datos, el programa imprime los datos de identificación del pozo y del tipo de prueba y los parámetros usados en el análisis. A continuación, imprime todos los puntos tiempo-presión en cuatro columnas de 25 renglones cada una.
- 5.- El análisis se inicia haciendo un ajuste con las curvas tipo de Gringarten este ajuste consume bastante tiempo y puede -- tardar varios minutos. En promedio tarda de 2 a 5 minutos. Si el análisis de la delta T contra delta P indica que se -- trata de una prueba, corta en tiempo, el programa despliega_ un mensaje y lo imprime. Anunciando que solo usara el resul_ tado del ajuste con curvas tipo, por no ser confiable el aná_ lisis convencional.
- 6.- En el caso que no ocurra el fenómeno anterior, el programa - elabora la gráfica semilogaritmica, estima la pendiente de - la sección recta y ejecuta el análisis convencional.
- 7.- En ambos tipos de análisis, el programa calcula la permeabi- lidad y el factor de daño a la formación. Pero cuando reali_ za el análisis convencional calcula, además, la caída de pre_ sión debida al daño, la presión extrapolada (P estrella), la pendiente de la porción recta y el potencial del pozo, este_ último si se trata de un pozo de gas.
- 8.- Al concluir el análisis, el programa presenta la opción de - imprimir los resultados obtenidos. Si el usuario la acepta, se imprime una tabla comparativa de los resultados arrojados por ambos métodos de análisis.
- 9.- A continuación, el programa presenta la opción de cambiar al

gún dato de los usados en el análisis. Si el usuario acepta la opción, el programa despliega las secciones de datos y pregunta cual de ellas desea cambiar. Para volver a ejecutar el proceso, el usuario debe responder: CONT.

- 10.- Una vez que el usuario selecciona alguna sección de datos para cambiarla, el programa le despliega los datos de esa sección y pregunta el nuevo valor. Para reiniciar el cálculo, el usuario debe responder: CONT.
- 11.- Finalmente, el programa presenta la opción de ejecutar el análisis de otra curva. Si el usuario la acepta, el programa inicia la introducción de datos, si no acepta la opción, el programa se da por terminado.

c).- Datos requeridos.

I.- Nombre del archivo.

El nombre del archivo en el que deseas guardar los datos de la prueba debe ser creado de forma nemónica, de tal forma que sea fácil reconocer a que pozo se refiere. O bien, debe de responder a un esquema preestablecido, con un número consecutivo que lo identifique. El nombre del archivo puede tener hasta ocho caracteres alfanuméricos.

II.- Datos de identificación del análisis:

1.- Dispones de 20 caracteres alfanuméricos para la fecha y otros 20 para el nombre y número del pozo.

III.- Datos del tipo de pozo y prueba:

1.- El tipo de pozo depende del tipo de fluido producido; y será: 1 si es gas ó 2 si es aceite.

2.- El tipo de prueba será: 1 si es de incremento ó 2 si es de decremento.

IV.- Datos de la formación:

1.- La porosidad promedio de la formación en el intervalo disparado, se expresa en forma fraccionaria (100% =1)

2.- El espesor de la formación se refiere a la longitud del tramo disparado y abierto efectivamente al flujo. Este parámetro es difícil de estimar con seguridad, pero se sugiere que se tome como valor promedio el 80% del intervalo neto disparado. En todo caso, la experiencia en el área y otros datos complementarios (registros de producción) podrán dar el criterio más apropiado. El dato se ingresa en metros.

3.- La temperatura estática de fondo se expresa en grados centígrados.

V.- Datos del fluido producido.

a).- Propiedades del fluido (si no se conoce algún dato, respóndase: 0)

1.- Viscosidad del fluido (CPS)

2.- Densidad relativa del gas (Aire=1.0)

3.- Factor de volumen del aceite (m^3/m^3)

4.- Compresibilidad total del fluido (lb/pg^2)⁻¹

b).- Datos complementarios.

(Si no conoces alguno de los datos a), deberás de ingresar los siguientes.

- 5.- Presión de Fondo inicial.
- 6.- Densidad relativa del gas asociado (Aire=1.0)
- 7.- Densidad relativa del aceite (Agua=1.0)
- 8.- Relación gas/aceite producido (m^3/m^3)
- 9.- Viscosidad del aceite muerto (CPS)

VI.- Datos de prueba.

- 1.- Diámetro del pozo (pulgadas)
- 2.- Radio de drene (m)
- 3.- Gasto del fluido (m^3/dfa) ($Mpie^3/dfa$)
- 4.- Presión de fondo inicial (kg/cm^2)
- 5.- Tiempo de producción (Hrs.)

VII.- Datos de tiempo vs. presión.

Tiempo en horas y presión en kg/cm^2

IV.3. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

Uno de los principales problemas que se presentan en la Ingeniería - Petrolera es poder determinar el comportamiento que tiene los fluidos a través de las tuberías de producción, lugar en el que se tienen la mayores pérdidas de presión.

El tener una idea clara de ese comportamiento permite proponer, cierto grado de seguridad, las condiciones óptimas a las que deberán operar los pozos.

A través del tiempo se han publicado diversos trabajos en los cuales los autores proporcionan correlaciones y métodos con la finalidad de describir el flujo multifasico en tuberías. Sin embargo, dichos métodos pueden -- presentar diferencias substanciales en los resultados, incluso al analizar - un problema en común.

Esas diferencias se presentan debido a que cada autor establece sus correlaciones y métodos bajo ciertas condiciones muy particulares, lo que deberá tomarse en cuenta al querer darles alguna aplicación.

De lo anterior se observa que para calcular un perfil de presiones - es necesario seleccionar el método más apropiado a emplearse, según el caso - que se trate. Aquel método que al probarse proporcione los resultados más - apegados a la realidad será en definitiva el método a utilizar.

Para poder hacer un análisis y aplicar la correlación más conveniente, es necesario tener mecanizados los cálculos por lo que se tienen programas escritos para microcomputadoras como el siguiente ejemplo, empleado en -

la Superintendencia de Ingeniería Petrolera del Distrito de Villahermosa, Tabasco.

Descripción del Programa:

a).- Características Generales:

- 1.- Los datos se ingresan por bloques, en forma conversacional. Teniendo la oportunidad de revisar los datos ingresados en cada bloque y poder corregirlos en ese punto.
- 2.- Al terminar un diseño, o al interrumpirlo por condiciones extremas de trabajo, se presenta la opción de cambiar algún dato y optimizar así el diseño. Esto, sin tener que ingresar todos los datos nuevamente. Pudiendo hacer estos cambios, tantas veces como el usuario lo estime necesario.
- 3.- Todo el proceso y los resultados intermedios se muestran en la pantalla, unicamente. Al terminar un diseño, si el usuario lo desea, se imprime los datos y los resultados.
- 4.- El programa cuenta con la opción de graficar en línea las tablas de gastos vs. presiones.

b).- Características técnicas:

El programa cuenta con subrutinas que le auxilian en el cálculo. Las principales características del algoritmo son:

- 1.- El programa esta estructurado para que calcule la presión

en la cabeza de un pozo que fluye una mezcla de aceite, gas y agua. Las propiedades físico químicas del fluido se calculan mediante correlaciones. El programa no requiere datos del análisis PVT.

- 2.- El programa presenta la opción de seleccionar el método de cálculo y las correlaciones de propiedades del aceite, en función de los datos de una prueba de producción en el pozo o campo en estudio. El programa ejecuta el cálculo de flujo combinando los 7 métodos de cálculo, las 3 correlaciones para B_o y las 2 correlaciones para MUO; es decir, 84 combinaciones. Compara los resultados y selecciona la combinación del método y correlaciones que mas se ajusten a los datos reales. Es obvio que estos cálculos consumen una gran cantidad de tiempo (tarda alrededor de 50 minutos procesando esta opción)
- 3.- El programa requiere de datos de propiedades del fluido producido para inicializar las correlaciones. Estos datos son características fundamentales del fluido, tal como: Densidad del aceite y del gas y la presión de saturación.
- 4.- El programa requiere de la geometría de flujo del pozo. El programa acepta hasta 5 arreglos de tubería, para hacer un estudio de capacidad de flujo o de cálculo de un gasto. Cada arreglo acepta hasta 5 diámetros de T.R. El programa pregunta por los segmentos existentes de T.P., y los ingresa ordenados de la superficie al fondo. Cuando se trata de un flujo anular, pregunta en seguida por los segmentos de T.R. y los ingresa de la misma forma; a continuación, el programa define las secciones de espacio anular que resulten. El programa valida la congruencia de los diámetros y las profundidades totales.

- 5.- El programa requiere que el usuario seleccione el método y las correlaciones respectivas. Cuando se haya ejecutado la opción de selección del método por el programa mediante un pozo de ajuste, el programa preguntará si se desea usar el método y las correlaciones seleccionadas para un estudio en la misma sesión; en este caso, el usuario ya no necesita ingresar esta información. En el caso de que no se haya optado por la selección automática, el usuario deberá escoger el método y las correlaciones de los respectivos menús que el programa le desplegara.
- 6.- El programa ofrece la opción de calcular un solo gasto. Para esto requiere, además de los datos del fluido, Geometría de flujo y selección del método, solo del gasto deseado y la presión de fondo fluyendo correspondiente. Esta opción acepta calcular el mismo gasto para varios arreglos de tuberías (hasta 5). El usuario puede ejecutar otro cálculo, dando otro gasto y otra presión.
- 7.- El programa tiene como opción principal, realizar un estudio de gasto vs. presión. Para esta opción, además de los datos del fluido, geometría de flujo y selección del método el programa requiere: un rango de RGL donde se ejecute el estudio, la presión estática del yacimiento y el índice de productividad del pozo. El programa calcula el gasto máximo posible en el pozo en función de la presión estática y del índice de productividad. Y ejecuta un algoritmo donde varía el gasto líquido con incrementos de 1,000, 100 o $10 \text{ m}^3/\text{día}$ hasta encontrar el gasto máximo, una presión en la cabeza menor o igual a cero o alguna condición restrictiva del método de cálculo. Esto lo realiza para cada arreglo de tubería propuesto y para cada RGA que resulte del rango establecido, en incremento de $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a partir de la RGA mínima.

- 8.- El programa tiene incorporada una subrutina para definir el perfil de temperatura del flujo, que solo requiere el dato de la temperatura de fondo.
- 9.- El programa presenta la opción de imprimir los resultados y adicionalmente, puede imprimir una gráfica, en línea con -- los resultados del estudio (gastos vs. presiones) ordenados por arreglos de tuberías o por RGA.

c).- Datos requeridos:

I.- Datos de identificación:

- 1.- Dispones de 20 caracteres para el nombre del estudio (pozo, - campo, etc.)
- 2.- Si tienes los datos de una prueba de producción en el pozo o campo del estudio (Gasto, presión en la cabeza y en el fondo (fluyendo), geometría de flujo y propiedades del fluido) puedes pedir que el programa haga una selección automática del método de cálculo y las correlaciones de las propiedades del fluido. Si no tienes los datos o no deseas la selección automática, introduce: no.
- 3.- Si quieres el programa solo mostrará el resultado final de la selección del método y correlaciones. Si no te interesa conocer el resultado de cada combinación de método y correlaciones, introduce: no.
- 4.- Si quieres elaborar un estudio de gastos vs. presiones, debes tener el dato de la presión estática del yacimiento y el índice de productividad del pozo. Si no tiene los datos o no deseas que el programa haga el estudio, introduce: no.

- 5.- Si quieres que el programa imprima un resumen de los datos y los resultados, debes tener encendida y en posición -- "READY - ON LINE", la impresora. Si no tienes dispuesta - la impresora o no deseas la impresión introduce: no.
- 6.- Si quieres que el programa imprima una gráfica de gastos - vs. presiones. Debes tener encendida y en posición, - -- "READY - ON LINE" la impresora. Si no tienes dispuesta la impresora o no deseas la gráfica, introduce: no.
- 7.- Si optaste por la impresión de la gráfica, debes definir - como quieres ordenar las curvas de la misma: Agrupadas por arreglos de tubería, agrupadas por RGA, o en ambas formas.

II.- Datos del pozo de ajuste:

- 1.- Estos datos son de una prueba de producción en el pozo en estudio o en un pozo cuyas condiciones y fluidos sean representativos de los del pozo o campo en estudio.

III.- Datos del fluido producido:

- 1.- El programa esta implementado con diferentes correlaciones para calcular las propiedades, físicoquímicas de la mezcla a lo largo de la trayectoria del flujo, sin requerir de -- las curvas del análisis PVT. Sin embargo la presión de sa turación del aceite es necesaria para inicializar las co-- rrelaciones. Este dato es muy variable pues depende de la composición del aceite. Para poder ejecutar este programa cuando no se disponga del dato real del pozo, se presenta una tabla de valores típicos de diferentes campos de Méxi-- co, donde encontrar un valor aproximado para el aceite del campo en estudio o bien de algún otro campo de caracterís-- ticas similares (tabla II)

IV.- Datos de la geometría del flujo:

- 1.- El programa solo acepta el flujo de la T.P. o bien el flujo por espacio anular (T.P. - T.R.).
- 2.- Si el pozo es desviado, deberas ingresar al ángulo promedio de desviación del pozo, este dato se obtiene esquematizando la trayectoria del pozo, estimando los ángulos de desviación y la longitud de los tramos de cada desviación y finalmente, haciendo una media ponderada del ángulo de desviación utilizando la expresión siguiente:

$$A_{med} = \frac{A_1 \times P_1 + A_2 \times P_2 + \dots + A_n \times P_n}{P_1 + P_2 + \dots + P_n}$$

Donde:

A_{med} = Angulo promedio de desviación

A_1, A_2, \dots, A_n = Angulo de desviación en el tramo --
1, 2, . . . , n.

P_1, P_2, \dots, P_n = Longitud del tramo 1, 2, . . . , n.

n = Número total de tramos con diferente
ángulo de desviación.

- 3.- Cuando se ingresan los datos de un pozo de ajuste para que el programa haga la selección automática del método y las correlaciones, se debe ingresar solo la geometría de flujo del pozo de ajuste (Arreglo de tuberías No. 1).

- 1.- Los métodos de cálculo disponibles en el programa son: Orkiszewski, Poettman - Carpenter, Fancher-Brown, Dunn-Ross, Baxwde11-Thomas, Beggs-Brill y Hagedorn-Brown.
- 2.- Las correlaciones para relación de solubilidad (Rs) disponibles en el programa son: Standing, Vazquez-Beggs y Lasater.
- 3.- Las correlaciones para factor de volumen del aceite (BO) disponibles en el programa son: Standing y Vazquez Beggs.
- 4.- Las correlaciones para viscosidad del aceite (MUD) disponibles en el programa son: Beggs-Robison y Beal-Chew - Conally.
- 5.- Cuando se trate de calcular un solo gasto (se tecleo: no a la elaboración de un estudio de gastos y.s. presiones), el programa solo requiere el gasto de aceite y la presión de fondo fluendo que corresponde a este gasto. Al terminar el cálculo, el programa ofrece calcular otro gasto, si el usuario acepta la opción deberá ingresar el nuevo gasto de aceite y la presión de fondo fluendo correspondiente.
- 6.- Cuando se trata de elaborar un estudio de gastos contra presiones, el programa requiere los datos siguientes:
 - a).- Un rango de RGA donde elaborar el estudio. El programa hará un estudio completo, para cada RGA en el rango, partiendo de la RGA mínima e incrementando $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ hasta alcanzar la RGA

- 4.- Cuando ya se tienen seleccionados el método y las correlaciones y se desea hacer un estudio, el programa acepta hasta 5 arreglos de tuberías diferentes, pero todos ellos deben corresponder al mismo tipo de flujo (por T.P. o anular) y a la misma profundidad de los disparos.
 - 5.- Si se quiere analizar otras condiciones de flujo, será necesario ejecutar el programa más de una vez, utilizando la opción de cambiar secciones de datos que aparece al final del proceso.
 - 6.- Los datos de cada arreglo se ingresan como un perfil: Primero se define cuantos diámetros diferentes de T.P. y lo T.R. existen y se define la profundidad hasta la que alcanza cada diámetro se ordenan estos segmentos de la superficie hacia el fondo. Obviamente, no es necesario que los segmentos de T.P. y de T.R. coincidan ni en número total ni en la profundidad de cada uno. Sin embargo, si es estrictamente necesario que la profundidad total de ambas tuberías sea la misma.
 - 7.- La profundidad total de arreglo de tubería es la profundidad que alcanza el último segmento de T.P. y lo T.R. y debe ser igual a la profundidad del intervalo productor.
 - 8.- Es obvio que cuando se trate de un flujo por T.P. el único dato que se requiere es el diámetro interior de la T.P. y que cuando sea el caso de flujo por espacio anular, los datos deberán ser: el diámetro exterior de la T.P. y el diámetro interior de la T.R.
- V.- Datos del estudio.

- 1.- Los métodos de cálculo disponibles en el programa son:
Orkiszewski, Poettman - Carpenter, Fancher-Brown, Dunn-Ross, Baxwdell-Thomas, Beggs-Brill y Hagedorn-Brown.
- 2.- Las correlaciones para relación de solubilidad (Rs) disponibles en el programa son:
Standing, Vazquez-Beggs y Lasater.
- 3.- Las correlaciones para factor de volumen del aceite (BO) disponibles en el programa son:
Standisng y Vazquez Beggs.
- 4.- Las correlaciones para viscodidad del aceite (MUO) disponibles en el programa son:
Beggs-Robison y Beal-Chew - Conally.
- 5.- Cuando se trate de calcular un solo gasto (se tecleo: no a la - elaboración de un estudio de gastos v.s. presiones), el programa solo requiere el gasto de aceite y la presión de fondo fluyendo que corresponde a este gasto. Al terminar el cálculo, el progra ofrece calcular otro gasto, si el usuario acepta la opción deberá ingresar el nuevo gasto de aceite y la presión de fondo fluyendo correspondiente.
- 6.- Cuando se trata de elaborar un estudio de gastos contra presiones, el programa requiere los datos siguientes:
 - a).- Un rango de RGA donde elaborar el estudio. El programa - hara un estudio completo, para cada RGA en el rango, partiendo de la RGA mínima e incrementando $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ hasta alcanzar la RGA

máxima. Si se desea una sola RGA, deberas ingresar la RGA mínima igual a la RGA máxima.

b).- La presión estática del yacimiento y el índice de productividad del pozo, son los datos que definirán la presión de fondo fluyendo que corresponde a cada gasto del estudio, y el máximo gasto que se puede esperar del pozo. Es obvio que la precisión de estos datos le dara la mayor validez a los resultados.

VALORES TIPICOS DE PRESION DE SATURACION DE DIFERENTES CAMPOS

<u>C A M P O</u>	<u>DENS. REL ACEITE</u>	<u>PRESION SATURACION (KG/CM²)</u>
A. ZONA SURESTE (ACEITE NEGRO)		
ARTESA	0.888	285
CACTUS	0.845	310
COMOAPA	0.862	376
CUNDUACAN	0.880	334
NISPERO	0.851	292
OXIACAQUE	0.882	365
PLATANAL	0.885	308
RIO NUEVO	0.852	316
SABANCUY	0.927	304
SAMARIA	0.891	316
SITIO GRANDE	0.861	318
SINUAPA	0.869	352
B. ZONA SURESTE (ACEITE VOLATIL)		
ARROYO ZANAPA	0.850	396
BELLOTA	0.842	341
CACHO LOPEZ	0.840	342
CARDENAS	0.844	305
JUJO	0.836	257
MORA	0.833	259
MUNDO NUEVO	0.875	322
PAREDON	0.842	371
TECOMINDACAN	0.838	253
C. ZONA MARINA		
ABKATUN	0.885	176
CANTARELL	0.924	145
CHAC	0.947	125
CHUC	0.879	228
KU	0.926	177
POL	0.859	230

CAPITULO V

Conclusiones y Recomendaciones

Una recomendación importante es que al usar un programa de cómputo_ debe alimentarse con la información más real posible y tomar precauciones_ con el resultado al hacer suposiciones con la información ya que probable-- mente en algunos casos se requiere información que en realidad no se tiene.

Además se recomienda que siempre que sea posible se comparen los re_ sultados obtenidos de los programas, con los resultados reales, para que en caso de ser necesario se efectúen los ajustes requeridos.

También es importante no convertirse en simple usuario de programas (caja negra), si no que debe conocerse perfectamente el programa usado, pa- ra poder hacer un mejor análisis de resultados y en caso de ser necesario - modificar este.

Así como también es de gran importancia saber con que herramientas_ se cuenta (computadora grande, microcomputadora, calculadora de bolsillo y_ programas disponibles) para atacar un problema dado y tener un conocimiento de las características técnicas de estas herramientas y de los datos dispo- nibles para que así se resuelva el problema de una manera confiable y con - el mínimo gasto de recursos.

También se recomienda el uso de Pseudocódigo (Apendice C) para -- elaborar programas en forma estructurada.

Para posibles trabajos subsecuentes se sugiere la realización de paquetes de programas que ayudan en la formación de ingenieros petroleros, recomendando el siguiente formato.

SELECCION DEL TEMA

- D - Perforación
- P - Producción
- R - Ingeniería de Yacimientos
- ER- Recuperación Mejorada
- EC- Evaluaciones Económicas

Ejemplo: Ingeniería de Yacimientos

Especificación del Area del Menú.

- 1.- Propiedades de la roca y el fluido
- 2.- Registros de pozos
- 3.- Pruebas a pozos
- 4.- Ingeniería básica de Yacimientos
- 6.- Flujo de fluidos en medios porosos
- 7.- Entrada de Agua

Tipo de Selección.

- Q - Preguntas y respuestas
- D - Diseño

G L O S A R I O

Baud.- Unidades en bit por segundo, usada para identificar velocidades de transmisión, generalmente asociadas por los modems.

Bit.- La mas pequeña unidad en sistema de computación la cual representa un interruptor electrónico encendido o apagado.

Byte.- Representa un caracter de información para la computadora.

Lenguaje de alto nivel.- Lenguaje de programación que permite a los usuarios escribir programas mediante una notación con la que esten familiarizados.

Ordenador.- Sistema electrónico dedicado al proceso de datos, -- con gran capacidad para el almacenamiento de datos y elevada velocidad de cálculo.

Paquetes de Programas.- Es lo que en inglés se maneja como software para referirse a todos los programas que se pueden utilizar en un sistema de ordenador. Mas especificamente este termino se aplica a aquellos programas que ayudan a sacar el máximo partido al equipo. Los programas más usuales dentro del software de base son los siguientes:

- Programas para cálculos rutinarios.
- Programas de edición.
- Ensambladores y compiladores.
- Sistema operativo.
- Programas de utilidad.
- Programas de depuración.

Sistema Operativo.- Conjunto de programas que supervisan el funcionamiento de un ordenador y facilita su utilización.

Tarjetas.- Al insertarlas en un tarjetero electrónico proporcionan expansión de memoria y puertos adicionales en una microcomputadora.

APENDICE A

```

10 REM PROGRAMA QUE CALCULA LAS PROPIEDADES DEL GAS
90 YH2=0;YCO2=0;YH2S=0;YB=0
100 PRINT:PRINT:PRINT
110 INPUT "TEMPERATURA DEL GAS (°F)":T:TR=T+460
120 INPUT "PRESION DEL GAS, lb/pg²":PRES
130 INPUT "PRESION CRITICA, lb/pg²":PCR
140 INPUT "TEMPERATURA CRITICA, RANKING ":TCR
150 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)":YG
160 IF TCR<0 AND PCR<0 THEN GOTO 260
170 INPUT "¿QUE TIPO DE GAS SE TIENE, CALIFORNIA (1), OR CONDENSADO (2)
":FLAG
180 REM CALCULO DE LAS PROPIEDADES APARTIR DE LA DENSIDAD DEL GAS
190 REM SIN CORRECCION POR CONTAMINANTES
200 IF FLAG=1 THEN PCR=677+15*YG-37.5*YG^2
210 IF FLAG=1 THEN TCR=168+325*YG-12.5*YG-11.1*YG^2
220 IF FLAG=2 THEN PCR=706-51.7*YG-11.1*YG^2
230 IF FLAG=2 THEN TCR=187+330*YG-11.1*YG^2
240 IF FLAG=2 OR FLAG=1 THEN GOTO 270
250 GOTO 270
260 INPUT "¿SE DESEA HACER CORRECCIONES POR H2S, CO2, O N2 (NO=0 SI=1)
":FLAG1
270 REM TEMPERATURA Y PRESION CRITICA SIN CORRECCION X1 Y X2
280 X2=PCR:X1=TCR
290 IF FLAG1=0 THEN GOTO 390
300 INPUT "FRACCION MOLAR DEL NITROGENO (DECIMAL)":YH2
310 INPUT "FRACCION MOLAR DE CO2 (DECIMAL)":YCO2
320 INPUT "FRACCION MOLAR DE H2S (DECIMAL)":YH2S
330 REM CALCULO DE CORRECCIONES POR CONTAMINANTES "WICHERT-AZIZ"
340 WICHAZ=120*(YCO2+YH2S)^.9-(YCO2+YH2S)^1.6)+15*(YH2S*.5-YH2S^4)
350 REM CORRECCION DE PROPIEDADES CRITICAS POR CONTAMINANTES
360 PCR=(PCR*(TCR-WICHAZ))/(TCR+YH2S*(1-YH2S)*WICHAZ)
370 TCR=TCR-WICHAZ
380 REM CALCULO DE LAS PROPIEDADES REDUCIDAS
390 FRED=PRES/PCR:TRED=TR/TCR
400 REM CALCULO DE LA DENSIDAD REDUCIDA
410 A=-.04423;B=.5353*TRED-.6123
420 C=-.181*TRED-1.0467-(-.5783/TRED^2)
430 D=TRED+1E-.6816/TRED^2;F=-.6845;G=.27*PRED
440 DR=-.27*PRED/TRED
450 FOR N=1 TO 4
460 REI="N" NUMERO DE ITERACIONES
470 F1=A*DR^6+B*DR^5+C*DR^4+D*DR^3+E*DR^2*(1+F*DR^2)*EXP(-F*DR^2)-G
480 F2=A*DR^5+3*B*DR^4+2*C*DR^3+D*E*DR^2*(3+F*DR^2)*(3-2*F*DR^2)
490 DR=(DR-F1/F2)
500 NEXT N
510 REM SI LA DENSIDAD DEL GAS NO SE DIO DE DATO, CALCULAR APARTIR
DE LAS PROPIEDADES CRITICAS
520 IF YG=0 THEN YG1=(TCR-175.59)/307.97
530 IF YG=0 THEN YG2=(PCR-700.55)/-47.94
540 IF YG=0 THEN YG=(YG1+YG2)/2
550 REM ASEGURAR QUE LA DENSIDAD DEL GAS NO ES MENOR A LA DEL METANO
560 IF YG<.56 THEN YG=.56
570 REM CALCULO DEL FACTOR Z
580 Z=(.27*PRED)/(DR*TRED)
590 REM CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA
600 DZDR=1/(DR*TRED)*(5*A*DR^5+2*B*DR^4+C*DR^3+E*DR^2*(1+F*DR^2-
F^2*DR^4)*EXP(-F*DR^2))
610 CR=(1/PRED)*1/(1+(DR/Z)*DZDR)
620 CB=CR/PCR
630 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS
640 U1UNC=(1.709E-05-2.062E-06*YG)*T+.008188-.00615*(LOG(YG)/2.3026)
650 N2CCR=.00848*(LOG(YG)/2.3026)+.00959*YH2
660 CO2CCR=(.00908*(LOG(YG)/2.3026)+.00624)*YCO2
670 H2SCOR=(.00847*(LOG(YG)/2.3026)+.00373)*YH2S
680 U1COR=U1UNC+N2CCR+CO2CCR+H2SCOR
690 CR=TRED*CB*PRED
700 A0=-2.4221182# :A1=2.97054714# :A2=-.2862640540000001#
710 A3=.0542052200000001D-03:A4=2.80860947# :A5=-3.49803305#
720 A6=-36037302# :A7=-.0104432413# :A8=-.793385684#
730 A9=1.37643306# :A10=-.147144925# :A11=4.10155120000001D-03
740 A12=-.0839357178# :A13=-.185408846# :A14=.0203367881#
750 A15=6.0757926300030001D-04
760 L1=A0+A1*PPR+A2*PPR^2+A3*PPR^3
770 L2=A1*A4+A5*PPR+A6*PPR^2+A7*PPR^3
780 L3=A1*A9+A10*PPR+A11*PPR^2+A12*PPR^3
790 L4=A1*A13+A14*PPR+A15*PPR^2+A16*PPR^3
800 ARG=L1*L2*L3*L4

```

```

800 WGT=1.12E-3*LA
810 UC=(EXP(ARG)/FTR)*WUCOR
820 REM CALCULO DE LOS FACTORES DE VOLUMEN DEL GAS
830 BG1=(.02829*Z*TR)/PRES
840 BG2=.00504*((Z*TR)/PRES)
850 BG3=.0535*(PRES/(Z*TR))
860 BG4=.1234*(PRES/(Z*TR))
870 CLG :PRINT: PRINT
880 PRINT "TEMPERATURA DEL GAS =" ; T1 ; " GRADOS F"
890 PRINT "PRESION DEL GAS =" ; PRES ; " lb/pg2"
900 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS =" ; YG ; " (AIRE=1.0)"
910 PRINT "CONTENIDO DE NITROGENO =" ; YN2
920 PRINT "CONTENIDO DE DIOXIDO DE CARBONO =" ; YCO2
930 PRINT "CONTENIDO DE ACIDO SULFHDRIICO =" ; YH2S
940 PRINT "*****"
950 PRINT "CORRECCION DE WICHERT-AZIZ =" ; WICHAZ ; " GRADOS F."
960 PRINT "PRESION CRITICA =" ; X2 ; " lb/pg2"
970 PRINT " PC* =" ; PCR ; " lb/pg2"
980 PRINT "TEMPERATURA CRITICA =" ; X1 ; " GRADOS RANKINE"
990 PRINT " TC* =" ; TCR ; " GRADOS RANKINE"
1000 PRINT "PRESION REDUCIDA =" ; PRED
1010 PRINT "TEMPERATURA REDUCIDA =" ; TRED
1020 PRINT "*****"
1030 PRINT "FACTOR Z =" ; Z
1040 PRINT "COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA (Cg) =" ; CG1 ; " 1/lb/pg2"
1050 PRINT "VISCOSIDAD =" ; UG1 ; " CP."
1060 PRINT "*****"
1070 PRINT "BG =" ; BG1 ; " PIE3 g /PIE3 g @ C.S."
1080 PRINT " " = ; BG2 ; " bl g @ c.y. /PIE3 g @ C.S."
1090 PRINT " " = ; BG3 ; " PIE3 @ c.s. /PIE3 @ c.y."
1100 PRINT " " = ; BG4 ; " PIE3 g @ c.s. /bl g @ c.y."
1110 PRINT "*****"
1120 END

```



```

10 REM PROGRAMA QUE CALCULA LAS PROPIEDADES DEL ACEITE
90 CLS
100 INPUT "PRESION DEL YACIMIENTO (lb/pg2) = ";P
110 INPUT "TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (GRADOS F.) = ";TF
120 INPUT "PRESION DEL SEPARADOR = ";SP; IF SP=0 THEN SP=114.7
130 ST=0
140 INPUT "TEMPERATURA DE SEPARACION (°F) = ";ST
150 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (API) = ";API
160 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1) = ";YG
170 YGS=YG*(1+.5912E-05*API*ST*(LOG(SP/114.7)/2.3026))
180 INPUT "RELACION GAS/ACEITE = ";GOR
190 TR=TF+460
200 IF API<30 THEN GOTO 220
210 IF API>30 THEN GOTO 240
220 A=.0362 ; B=1.0937 ; C=25.724
230 GOTO 250
240 A=.0178 ; B=1.187 ; C=23.931
250 PBP=(GOR/(A*YGS*EXP(C*API/TR)))^(1/B)
260 GORCOMP=A*YGS*P^B*EXP(C*API/TR)
270 RSCOMP=GORCOMP
280 IF P<=PBP THEN GORCOMP=GOR
290 CO=(-1433+5*GOR+17.2*TF-1180*YGS+12.61*API)/(100000!*P)
300 C=3.0324-.02023*API ; B=10^C ; A=B*TF^-1.163
310 UDD=10^A-1
320 AA=10.715*(GORCOMP+100)^-.515
330 BB=5.44*(GORCOMP+150)^-.338
340 UDB=AA*UDD^BB
350 IF P<=PBP THEN UO=UDB
360 AAA=2.64P^1.187*EXP(-.0000898*P-11.513)
370 IF P>PBP THEN UO=UDB*((P/PBP)^AAA)
380 A=1.751E-05 ; B=.0004677 ; C=-1.811E-08
390 IF API>30 THEN A=.000011
400 IF API>30 THEN B=.000467
410 IF API>30 THEN C=1.337E-09
420 BOB=1+A*(TF-60) ; (API/YGS)+(B+C*(TF-60))*(API/YGS))*GORCOMP
430 CLS
440 IF P<=PBP THEN BO=BOB
450 IF P>PBP THEN BO=BOB*EXP(CO*(PBP-P))
460 PRINT ; PRINT
470 PRINT "PRESION DE SEPARACION = ";SP
480 PRINT "TEMPERATURA DE SEPARACION = ";ST
490 IF SP=114.7 AND ST=0 THEN PRINT "*** NO HACER CORRECCION
POR CONDICIONES DE SEPARACION"
500 PRINT
510 PRINT "PRESION DEL YACIMIENTO = ";P
520 PRINT "TEMPERATURA DEL YACIMIENTO = ";TF
530 PRINT
540 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (API) = ";API
550 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1.0) = ";YG
560 PRINT "DENSIDAD RELATIVA CORREGIDA POR CONDICIONES DE
SEPARADOR = ";YGS
570 PRINT "GOR OBSERVADA = ";GOR
580 PRINT
590 PRINT "PRESION DE BURBUJEO";PBP;"lb/pg2"
600 PRINT
610 IF P<=PBP THEN PRINT "*** SE TRATA DE UN ACEITE SATURADO ***"
620 IF P>PBP THEN PRINT "*** SE TRATA DE UN ACEITE BAJOSATURADO ***"
630 PRINT
640 PRINT "GOR EN EL EQUILIBRIO = ";RSCOMP;" PIE^3 @ c.s./bl. @ c.s."
650 PRINT "COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA (AL PUNTO DE BURBUJEO)
= ";CO;"1/lb/pg2"
660 PRINT "VISCOSIDAD DEL ACEITE = ";UO;" CP"
670 PRINT "FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (Bo) = ";BO
680 PRINT
690 END

```

```

10 REM PROGRAMA QUE CALCULA LAS PROPIEDADES DEL AGUA
90 CLS: PRINT :PRINT
100 INPUT "PRESION DEL AGUA, (lb/pg2) "; P
110 INPUT "TEMPERATURA DEL AGUA, (° F.)"; TF
120 INPUT "SALINIDAD, (PPM NAACL) "; PPM; NAACL=PPM/10000
130 REM CALCULO DE RWSAT (RELACION DE SOLUCION GAS/AGUA SATURADA)
140 A=2.12+.00345*TF-.0000359*TF^2
150 B=.0107-.0000524*TF+1.48E-07*TF^2
160 C=-0.75E-06+.000091*TF-1.02E-11*TF^2
170 RWSAT=(A+B*P+C*TF^2)
180 REM CALCULO DE LA CORRECCION POR SALINIDAD
190 SC=1-(.0753-.000173*TF)*NAACL
200 RWSAT=RWSAT*SC
210 INPUT "ES AGUA SATURADA (NO=0, SI=1) "; FLAG2
220 IF FLAG2=0 THEN RSW=0
230 IF FLAG2=1 THEN RSW=RWSAT
240 REM CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA
250 A=3.0546-.000134*P
260 B=-.01052+4.77E-07*P
270 C=3.9267E-05-8.8E-10*P
280 CW=(A+B*TF+C*TF^2)/1000000
290 REM HACER CORRECCION POR SATURACION DE GAS
300 CW=CW*(1+.0089*RSW)
310 REM HACER CORRECCION POR SALINIDAD
320 CW=CW*(1-.052+.00027*TF-1.14E-06*TF^2+1.121E-09*TF^3)
   #NAACL^7+1)
330 REM CALCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA
340 A=.9947+.0000058*TF+1.02E-06*TF^2
350 B=-4.228E-06+1.8376E-08*TF-6.77E-11*TF^2
360 C=1.3E-10-1.3855E-12*TF+4.285E-15*TF^2
370 BWGF=A+B*P+C*P^2
380 REM AGUA SATURADA DE GAS
390 A=.9911+.0350001E-05*TF+.8.5E-07*TF^2
400 B=-1.073E-06-3.497E-09*TF+4.57E-12*TF^2
410 C=-5E-11+6.429E-13*TF-1.43E-15*TF^2
420 BWGS=A+B*P+C*P^2
430 IF FLAG2=0 THEN BW=BWGF
440 IF FLAG2=1 THEN BW=BWGS
450 REM CALCULO DEL FACTOR DE CORRECCION POR SALINIDAD
460 SCF=(15.1E-08*P+(5.47E-06-1.95E-10*P)*(TF-60)+
   (-3.23E-08+8.5E-13*P)*(TF-60)^2)*NAACL+1)
470 BW=BW*SCF
480 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL AGUA
490 TR=TF+460; TC=.5556*(TF-32); TK=273.15+TC
500 LW=.02414*10^(247.8/(TK-140))
510 REM CALCULO DE LA CORRECCION POR SALINIDAD
520 SALCOR=(1-.00187*NAACL+.5+.000218*NAACL^2.5+(TF+.5-.0135*TF)
   *(.00276*NAACL-.000344*NAACL^1.5))
530 PRESCOR=1+.3.5E-12*P^2*(TF-40)
540 LW=LW*SALCOR*PRESCOR
550 CLS:PRINT :PRINT
560 PRINT "PRESION DEL AGUA....."; P;" lb/pg2"
570 PRINT "TEMPERATURA DEL AGUA....."; TF;" ° F"
580 PRINT "SALINIDAD....."; PPM;" PPM"
590 PRINT "*****"
600 PRINT "RELACION GAS/AGUA SATURADA....."; RWSAT;
   " PIE^3 @ c.s./b1"
610 PRINT "RELACION GAS/AGUA USADA....."; RSW;" PIE^3 @ c.s./b1."
620 PRINT "COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA....."; CW;" 1/PSI"
630 PRINT "FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA....."; BW;" PIE^3/PIE^3 @ c.s."
640 PRINT "VISCOSIDAD....."; LW;" CP."
650 PRINT: PRINT: PRINT
660 END

```



```
690 PRINT "TEMPERATURA PSEUDO CRITICA (°R) = ";CT
700 PRINT "    TC = ";TC;"°R."
710 PRINT "PRESION PSEUDOCRITICA (lb/pg²) = ";CP
720 PRINT "    PC = ";PC;" lb/pg²"
730 PRINT "CALOR ESPECIFICO NETO (BTU/PIE³ @ c.s.) = ";HN
740 PRINT "CALOR ESPECIFICO BRUTO, SECO (BTU/PIE³ @ c.s.)
    = ";HG
750 PRINT "CALOR ESPECIFICO BRUTO, HUMEDO
    (BTU/PIE³ @ c.s.) = ";.9826*HG
760 PRINT:PRINT "TOTAL DE COMPONENTES ENTRADOS = ";SUM
770 END
```

```

10 REM*PROGRAMA PARA EL CALCULO DE POROSIDAD Y*
20 REM* SATURACION DE AGUA *
100 INPUT "PROFUNDIDAD TOTAL (PIES) = ";TD
110 INPUT "TEMPERATURA DE FONDO (°F.) = ";TF
120 INPUT "TEMPERATURA SUPERFICIAL MEDIA (°F.) = ";TS
130 INPUT "RW (OHM-M) = ";RW
140 INPUT "RW TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F.) = ";RRW
150 REM TG= GRADIENTE GEOTERMICO
160 TG=(TF-TS)/TD
170 INPUT "FACTOR DE CEMENTACION (m) = ";M
180 INPUT "FACTOR DE TORTUOSIDAD (A) = ";A
190 INPUT "EXFONENTE DE SATURACION (n) = ";N
200 INPUT "RESISTIVIDAD DE LA LUTITA (OHM-M) = ";RC
210 CLS:PRINT:PRINT
220 PRINT "*** OPCIONES DE LUTITA DISPONIBLES ***"
230 PRINT
240 PRINT " 1.- SIN CORRECCION"
250 PRINT " 2.- ENTRADA DIRECTAMENTE"
260 PRINT " 3.- INDICE"
270 PRINT " 4.- ROCAS TERCIARIAS"
280 PRINT " 5.- ROCAS ANTIGUAS"
290 PRINT :INPUT "CUAL ES LA QUE PREFIERES ";SO
300 IF SO=1 OR SO=2 THEN GOTO 330
310 PRINT: INPUT "VALOR DE LA ARENA = ";SS
320 PRINT: INPUT "VALOR DE LA LUTITA = ";SH
330 CLS:PRINT:PRINT
340 PRINT "***OPCIONES DE POROSIDAD DISPONIBLES***"
350 PRINT
360 PRINT " 1.- ENTRADA DIRECTAMENTE"
370 PRINT " 2.- SONICO DE POROSIDAD"
380 PRINT " 3.- DENSIDAD"
390 PRINT: INPUT "CUAL ES LA QUE PREFIERES";PO
400 PRINT
410 IF PO=2 THEN INPUT "TIEMPO DE TRANSITO
DE LA MATRIZ (U-seg) = ";MT
420 IF PO=2 THEN INPUT "TIEMPO DE TRANSITO
DEL FLUIDO (U-seg) = ";FT
430 IF PO=2 THEN INPUT "TIEMPO DE TRANSITO
DE LA LUTITA (U-seg) = ";ST
440 IF PO=3 THEN INPUT "DENSIDAD DE LA
MATRIZ (GR/CC) = ";MD
450 IF PO=3 THEN INPUT "DENSIDAD DEL FLUIDO
(GR/CC) = ";FD
460 IF PO=3 THEN INPUT "DENSIDAD DE LA LUTITA
(GR/CC) = ";SD
470 IF PO=2 THEN CF=1
480 IF PO=2 AND ST>100 THEN CF=100/ST
490 CLS:PRINT:PRINT
500 PRINT "***OPCIONES PARA SATURACION DE
AGUA DISPONIBLES***"
510 PRINT:PRINT " 1.-ARCHIE"
520 PRINT " 2.-SIMANDEAUX"
530 PRINT: INPUT "CUAL ES LA QUE PREFIERES";SX
540 CLS
550 VSH=0
560 INPUT "PROFUNDIDAD (PIES) = ";D
570 IF D<0 THEN END
580 IF SO=1 THEN GOTO 680
590 IF SO=2 THEN INPUT "VOLUMEN DE LUTITA
(DECIIMAL) = ";VSH
600 IF SO=2 THEN GOTO 680
610 INPUT "LECTURA DEL REGISTRO GR (O S.P.) LEIDO = ";GL
620 IF GL<SS THEN GL=SS
630 IF GL>SH THEN GL=SH
640 IX=(GL-SS)/(SH-SS)
650 IF SO=3 THEN VSH=IX
660 IF SO=4 THEN VSH=.083*(2^(3.7*IX)-1)
670 IF SO=5 THEN VSH=.33*(2^(2*IX)-1)
680 IF FD=1 THEN INPUT "POROSIDAD EFECTIVA
(DECIIMAL) = ";PE
690 IF PO=2 THEN INPUT "TIEMPO DE TRANSITO
(U-seg) = ";LT
700 IF PO=2 THEN PE=((LT-MT)/(FT-MT)*CF)
-VSH*((ST-MT)/(FT-MT))
710 IF PO=3 THEN INPUT "DENSIDAD (GR/CC) = ";BD
720 IF PO=3 THEN PE=((MD-BD)/(MD-FD))-
VSH*((MD-SD)/(MD-FD))
730 IF PE<0 THEN PE=.001
740 F=A/PE^M

```

```

750 TD=1/TG+TS
760 WR=RW*(RRW+7)/(TB+7)
770 INPUT " RT (OHM-M) = ";RT
780 S1=(A*WR)/(FE*M*RT)^(1/N)
790 IF SX=2 THEN X=A*WR*VSH*(2-VSH)
800 IF SX=2 THEN Y=PE*M*RC
810 IF SX=2 THEN S2=(A*WR*RC*((X+Y+2*(X*Y)^.5)
*RT))^(1/N)
820 CLS: PRINT
830 PRINT "EXPONENTE DE SATURACION (n) = ";N
840 PRINT "FACTOR DE CEMENTACION (m) = ";M
850 PRINT "FACTOR DE TORTUGOSIDAD (A) = ";A
860 PRINT "PRINT "RT (OHM-M) = ";RT
870 PRINT "POROSIDAD EFECTIVA (DECIMAL) = ";PE
880 PRINT "FACTOR DE FORMACION (F) = ";F
890 PRINT "RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION,
RW (OHM-M) = ";WR
900 PRINT "RESISTIVIDAD APARENTE DEL AGUA,
RWA (OHM-M) = ";RT/F
910 PRINT "TEMPERATURA DE FORMACION (°F.) = ";TB
920 PRINT "VOLUMEN DE LUTITA, VSH (DECIMAL) = ";VSH
930 PRINT "RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA,
RD (OHM-M) = ";F*WR
940 IF SX=1 THEN PRINT "SATURACION DE AGUA
(ARCHIE) = ";S1
950 IF SX=2 THEN PRINT "SATURACION DE AGUA
(SIMANDEAUX) = ";S2
960 END

```

10 REM PROGRAMA PARA EL CALCULO DE LA RESISTIVIDAD
 20 REM DEL AGUA

```

90 PRINT:PRINT
100 PRINT "OPCIONES DE RW DISPONIBLES";PRINT
110 PRINT " 1.- CALCULADA DEL S.P."
120 PRINT " 2.- CALCULADA A PARTIR DE LA SALINIDAD "
130 PRINT " 3.- SOLUCION RWA"
140 PRINT " 4.- RW ENTRADA (SALINIDAD DETERMINADA)"
150 PRINT " 5.- SALIDA DEL PROGRAMA"
160 PRINT: INPUT "QUE OPCION ES LA QUE PREFIERES";OP
170 IF OP=1 THEN GOTO 220
180 IF OP=2 THEN GOTO 630
190 IF OP=3 THEN GOTO 920
200 IF OP=4 THEN GOTO 1700
210 IF OP=5 THEN END
220 REM OPCION No.1
230 CLS: PRINT: PRINT
240 INPUT "S.P. (MILIVOLTS, + 0 -) =";SP
250 INPUT "TEMPERATURA DE FORMACION (°F.) = ";FT
260 INPUT "RMF (OHM-M) = ";RMF
270 INPUT "TEMPERATURA DE RMF (°F.) = ";RT
280 FR=RMF*(RT+7)/(FT+7)
290 EQ=FR*(10^(SP/(60+.133*FT)))
300 REM X1=LOG(FT/19.9)
310 X1=LOG(FT/19.9)/2.303
320 REM X2
330 X2=LOG(FT/50.8)/2.303
340 L1=EQ+.131*10^(1/X1)-2)
350 L2=-.5*EQ+10^(.0426/X2)
360 RW=L1/L2
370 R75=RW*(FT+7)/82
380 X=(3.562-(LOG(R75-.0123)/2.303))/.955
390 SAL=10^X
400 CL=SAL/1.645
410 PRINT: PRINT "RW (OHM-M) = ";RW
420 PRINT "SALINIDAD (PPM NACL) = ";SAL
430 PRINT "SALINIDAD (PPM CL) = ";CL
620 GOTO 90
650 REM OPCION No. 2
660 CLS: PRINT:PRINT
670 PRINT "INDICA LAS UNIDADES DE SALINIDAD"
680 PRINT " 1.- PPM NACL"
690 PRINT " 0 "
700 PRINT " 2.- PPM CL"
710 PRINT: INPUT "CUAL ES LA QUE PREFIERES ";SF
720 CLS: PRINT: PRINT
730 INPUT "SALINIDAD (PPM) = ";SAL
740 IF SF=2 THEN SAL=SAL*1.645
750 INPUT "TEMPERATURA (°F.) = ";FT
760 R75=.0123+(3647.5/(SAL^.995))
770 RW=(R75*82)/(FT+7)
780 PRINT: PRINT "RW = ";RW;" OHM-M"
910 GOTO 90
920 REM OPCION No. 3 RUTINA (RWA)
930 CLS: PRINT:PRINT
940 INPUT "POROSIDAD (DECIMAL) = ";P
950 INPUT "FACTOR DE TORTUOSIDAD (A) = ";A
960 INPUT "FACTOR DE CEMENTACION = (m) = ";M
970 INPUT "RESISTIVIDAD DE LA ZONA MOJADA, RO (OHM-M) = ";RO
980 F=A/P^M
990 PRINT: PRINT "FACTOR DE FORMACION = ";F
1000 RW=RO/F
1010 PRINT "RW = ";RW;" OHM-M"
1190 GOTO 90
1200 REM OPCION No. 4
1210 CLS: PRINT:PRINT
1220 INPUT "RW, (OHM-M)";RW
1230 INPUT "RW TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F.) = ";FT
1240 R75=RW*(FT+7)/82
1250 X=(3.562-(LOG(R75-.0123)/2.303))/.955
1260 SAL=10^X
1270 CL=SAL/1.645
1280 PRINT: PRINT "SALINIDAD = ";SAL;" PPM NACL"
1290 PRINT "SALINIDAD = ";CL;" PPM CL"
1440 GOTO 90
1450 END
    
```

```

10 REHYPROGRAMA PARA EL ANALISIS DEL REGISTRO DE TIEMPO DE A
20 REM DECAIMIENTO DE NEUTRONES TERMICOS (TDT)
90 CLS: PRINT: PRINT
100 INPUT "QUE HIDROCARBURO ES (1) ACEITE,
    U (2) GAS "; GFLAG
110 IF GFLAG=1 AND GFLAG=2 THEN GOTO 100
120 IF GFLAG=1 THEN INPUT "RELACION GAS-ACEITE GOR,
    (PIE^3 @ c.s./bl @ c.s.) = "; RS
130 IF GFLAG=2 THEN INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
    (AIRE=1.0) = "; YG
140 IF GFLAG=2 THEN INPUT "PRESION DEL YACIMIENTO
    (lb/pg^2) = "; P
150 INPUT "SALINIDAD DEL AGUA (PPM NACL) = "; SAL
160 INPUT "TEMPERATURA (°F.) = "; T
170 INPUT "SIGMA DE LA MATRIZ = "; ZM
180 INPUT "SIGMA DE LA LUTITA = "; ZS
190 IF GFLAG=1 THEN ZH=22.3/(1+(RS/22000))^0.715
200 IF GFLAG=2 THEN ZH=(P*(1.38*YG+.208))/(256+1.4*T)
210 X=CAL*.001
220 ZW=22+((1.341-T/7812)*X)+((X^2)/(3417-.68*X))
230 REM INICIO DE ENTRADA DE LOS DATOS DEL REGISTRO
240 CLS: PRINT: PRINT
250 INPUT "POROSIDAD (DECIMAL) = "; PO
260 IF PO=0 THEN END
270 INPUT "VOLUMEN DE LUTITA (DECIMAL) = "; VSH
280 INPUT "SIGMA (LEIDO DEL REGISTRO) = "; Z
290 SW=((Z-ZM)-VSH*(ZS-ZM)-PO*(ZH-ZM))/(PO*(ZW-ZH))
300 CLS: PRINT
310 PRINT "TEMPERATURA (°F.) = "; T
320 IF GFLAG=1 THEN PRINT "RELACION GAS-ACEITE
    EN SOLUCION (pie^3 @ c.s./bl @ c.s.) = "; RS
330 IF GFLAG=2 THEN PRINT "DENSIDAD RELATIVA
    DEL GAS (AIRE=1.0) = "; YG
340 IF GFLAG=2 THEN PRINT "PRESION DEL YACIMIENTO
    (lb/pg^2) = "; P
350 PRINT "SALINIDAD DEL AGUA (PPM NACL) = "; SAL
360 PRINT
370 PRINT "SIGMA DE LA MATRIZ = "; ZM
380 PRINT "SIGMA DE LA LUTITA = "; ZS
390 PRINT "SIGMA DEL AGUA = "; ZW
400 PRINT "SIGMA DE HIDROCARBUROS = "; ZH
410 PRINT
420 PRINT "POROSIDAD (DECIMAL) = "; PO
430 PRINT "VOLUMEN DE LUTITA (DECIMAL) = "; VSH
440 PRINT "SIGMA LEIDA DEL REGISTRO = "; Z
450 PRINT: PRINT "SATURACION DE AGUA (DECIMAL) = "; SW
460 PRINT
470 END

```



```

10 REM PROGRAMA PARA DETERMINAR LA PRESION DE FONDO FLUYENDO;
20 REM Y LA PRESION ESTÁTICA DE UN POZO DE GAS
90 CLS
100 INPUT "GASTO (MMPIE^3/dia) = ";QG
110 RATE=QG
120 IF QG=0 THEN QG=1E-12
130 INPUT "PRESION EN LA T.P. (lb/pg^2) = ";PWH
140 INPUT "TEMPERATURA PROMEDIO EN LA T.P. (°F.) = ";TAF
150 TAR=TAF-460
160 INPUT "DIAMETRO INTERNO DE T.P. (PULGADAS) = ";ID
170 INPUT "PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PIES) = ";TVD
180 INPUT "PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES) = ";MD
190 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1.0) = ";YG
200 INPUT "RELACION GAS ACEITE (PIE^3 @ c.s./bl. @ c.s.) = ";GOR
210 RATIO=GOR
220 IF GOR=0 THEN GOR=1E+12
230 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL CONDENSADO (°API) = ";API
240 COND=API
250 IF API=0 THEN API=40!
260 YD=141.5/(131.5+API)
270 MD=6084/(API-5.9)
280 TSC=520 ; PSC=14.7
290 GE=((350.5*YD)/MD)*((10.73*TSC)/PSC)
300 YW=((GOR*YG)+(4584*YD))/(GOR+132800*YD/MO)
310 DWG=QG*(1+(GE/GOR))
320 REM CALCULO DE LAS PROPIEDADES CRITICAS
330 PPC=706!-51.7*YG-11.1*YB^2
340 TPC=187!+330*YG-71.5*YB^2
350 PA=PWH+1000
360 N=3
370 FOR I=1 TO N
380 TPR=TAR/TPC ; PPR=PA/PPC
390 REM CALCULO DE Z PARA CONDICIONES PROMEDIO
400 D=10^(-.3106-(.49*TPR)+(.1824*TPR^2))
410 C=.132-(.32*(LOG(TPR)/LOG(10)))
420 A=1.39*(TPR-.92) -.5-(.36*TPR)-.101
430 B=(.62-.23*TPR)*PPR+(.066/(TPR-.86)-.037)*PPR^2+
    (.32/(10^(7*(TPR-1))))*(PPR^6)
440 Z=A+(1-A)/EXP(B)+C*(PPR^D)
450 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD
460 UICOR=(1.709E-05-2.062E-06*YG)*TAF+.008188-.00615
    *(LOG(YG)/2.3026)
470 UICOR=UICOR
480 PTR=TPR
490 A0=-2.4621182# ; A1=2.97054714# ;
    A2=-.2862440540000001#
500 A3=8.054205220000001D-03 ; A4=2.80860949# ;
    A5=-3.49803305#
510 A6=.36037302# ; A7=-.0104432413# ;
    A8=-.793385684#
520 A9=1.39643306# ; A10=-.149144925# ;
    A11=4.410155120000001D-03
530 A12=.0839387178# ; A13=-.186408846# ;
    A14=-.0203367881#
540 A15=-6.095792630000001D-04
550 L1=A0+A1*PPR+A2*PPR^2+A3*PPR^3
560 L2=PTR*(A4+A5*PPR+A6*PPR^2+A7*PPR^3)
570 L3=PTR^2*(A8+A9*PPR+A10*PPR^2+A11*PPR^3)
580 L4=PTR^3*(A12+A13*PPR+A14*PPR^2+A15*PPR^3)
590 ARG=L1+L2+L3+L4
600 UG=(EXP(ARG)/PTR)*UICOR
610 RE=(20129*YW*DWG)/(ID*UG)
620 E=.0004
630 FARG=(E/ID)+(21.25/RE^.9)
640 LG10=LOG(FARG)/2.3026
650 F=(1/(1.14-2*LG10))^2
660 XTVD=(.0375*YW*TVD)/(TAR*Z)
670 XMD=(.0375*YW*MD)/(TAR*Z)
680 LINE1=PWH^2*EXP(XTVD)
690 LINE2=(667*F*DWG^2*TAR^2*Z^2*(EXP(XMD)-1))/ID^5
700 PWF2=LINE1+LINE2
710 PWF=GOR(PWF/2)
720 PA=(PWF+PWH)/2
730 NEXT I
740 CLS ;PRINT
750 PRINT "GASTO (MMPIE^3/dia) = ";RATE
760 PRINT "PRESION EN LA T.P. (lb/pg^2) = ";PWH
770 PRINT "TEMPERATURA PROMEDIO EN LA T.P. (°F.) = ";TAF
780 PRINT "DIAMETRO INTERNO DE T.P. (PULGADAS) = ";ID
790 PRINT "PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PIES) = ";TVD

```

```

800 PRINT "PROFUNDIDAD MEDIDA (PIES) = ";MD
810 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1.0) = ";YG
820 PRINT "RELACION GAS/ACEITE (PIE^3 @ c.s./bl. @ c.s.)="
      ;RATIO
830 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL CONDENSADO (°API) = ";COND
840 PRINT "*****"
850 PRINT "PRESION PROMEDIO EN LA T.P. (lb/pg^2) = ";PA
860 PRINT "FACTOR Z PROMEDIO = ";Z
870 PRINT "VISCOSIDAD PROMEDIO DEL GAS (CP.) = ";UG
880 PRINT "GASTO EQUIVALENTE (MMPIE^3/dia) = ";QWG
890 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL FLUIDO DEL POZO (AIRE=1.0)
      = ";YW
900 PRINT "*****"
910 PRINT "PRESION DE FONDO FLUYENDO..... "
      ;PWF;" lb/pg^2"
920 END

```

10 REM PROGRAMA PARA EVOLUACION DE UN YACIMIENTO DE GAS

148

```
100 INPUT "RADIO DEL POZO, RW, (FT.) = ";RW
110 INPUT "TIEMPO (HORAS) = ";TIME
120 INPUT "POROSIDAD DEL GAS (PHI*SSG) = ";PHIG
130 INPUT "GASTO (1000 pie3/D) = ";QG
140 INPUT "PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO (1b/pg2) = ";PI
150 INPUT "PRESION DE FONDO FLUYENDO (1b/pg2) = ";PWF
160 PA=(PI+PWF)/2
170 INPUT "ESPESOR NETO DEL YACIMIENTO (PIES) = ";H
180 INPUT "AREA DEL YACIMIENTO (ACRES) = ";AREA;RE=((43560!
*AREA)/3.1416).5
190 INPUT "TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°F.) = ";TF
200 TR=TF+460
210 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1.0) = ";YG
220 INPUT "FACTOR DE DANO = ";S
230 REM CALCULO DE LAS PROPIEDADES CRITICAS
240 PCR=706-51.7*YG-11.1*YG2
250 TCR=187+330*YG-71.5*YG2
260 PRED=PI/PCR ; TRED=TR/TCR
270 REM CALCULO DE LA DENSIDAD REDUCIDA
280 A=.06423 ; B=.5353*TRED-.6123
290 C=.3151*TRED-1.0467-1.57B3/TRED2
300 D=TRED;E=.6816/TRED2 ; F=.6845 ; G=.27*PRED
310 DR=.27*PRED/TRED
320 FOR N=1 TO 4
330 REM N=NUMERO DE ITERACION
340 F1=A*DR4+B*DR3+C*DR2+D*DR+E*DR3*(1+F*DR2)*EXP(-F*DR2)-G
350 F2=6*A*DR5+3*B*DR2+2*C*DR2+D+E*DR2*(3+F*DR2)*(3-2*F*DR2)
*EXP(-F*DR2)
360 DR=DR-F/F2
370 Z=(.27*PRED)/(DR*TRED)
380 NEXT N
390 REM CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA
400 DZDR=1/(DR*TRED)*(5*A*DR5+2*B*DR2+C*DR2+2*E*DR2*(1+F*DR2
*DR4)*EXP(-F*DR2))
410 CR=(1/PRED)*1/(1+(DR/Z)*DZDR)
420 CG=CR/PCR
430 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD
440 UICOR=(1.709E-05-2.062E-06*YG)*TF+.008188-.00615*(LOG(YG)/2.3026)
450 PTR=TRED ; PPR=PRED
460 A0=-2.4621182# ; A1=2.97054714# ; A2=-.2862640540000001#
470 A3=B.0542052200000001D-03 ; A4=2.80860949# ; A5=-3.49803305#
480 A6=-3.36037302# ; A7=-.0104432413# ; A8=-.793385684#
490 A9=1.39643306# ; A10=-.149144925# ; A11=4.41055120000001D-03
500 A12=-.0039387178# ; A13=-.18640884# ; A14=-.0203367881#
510 A15=-6.095792630000001D-04
520 L1=A0+A1*PPR+A2*PPR2+A3*PPR3
530 L2=PTR*(A4+A5*PPR+A6*PPR2+A7*PPR3)
540 L3=PTR2*(A8+A9*PPR+A10*PPR2+A11*PPR3)
550 L4=PTR3*(A12+A13*PPR+A14*PPR2+A15*PPR3)
560 ARG=L1+L2+L3+L4
570 UG=(EXP(ARG)/PTR)UICOR
580 BG=5.04*(Z*TR)/PI
590 REM USAR RD=100 PIES PARA INICIAR
600 RD=100!
610 FOR N = 1 TO 4
620 ARG=(LOG(RD/RW))-.75+S
630 IF ARG<=0 THEN GOTO 960
640 K=((141.2*QG*BG*UG)/(H*(PI-PWF)))*ARG
650 RD=((K*TIME)/(376*PHIG*UG*CG)).5
660 NEXT N
670 IS=948*PHIG*UG*CG*RE2/K
680 QGS=(QG*(LOG(RD/RW))-.75+S)/(LOG(RE/RW))-.75+S)
690 CLS: PRINT "RADIO DE POZO, RW, (PIES) = ";RW
700 PRINT "TIEMPO (HORAS) = ";TIME
710 PRINT "POROSIDAD DEL GAS (PHI*SSg) = ";PHIG
720 PRINT "GASTO (1000 pie3/dia) = ";QG
730 PRINT "PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO (1b/pg2) = ";PI
740 PRINT "PRESION DE FONDO FLUYENDO (1b/pg2) = ";PWF
750 PRINT "ESPESOR NETO DEL YACIMIENTO (PIES) = ";H
760 PRINT "FACTOR DE DANO = ";S
770 PRINT "AREA DEL YACIMIENTO (ACRES) = ";AREA
780 PRINT "TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°F.) = ";TF
790 PRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1.0) = ";YG
800 PRINT
```

```

810 PRINT "PRESION PROMEDIO = ";PA;"lb/pg2"
820 PRINT "FACTOR Z INICIAL = ";Z;" "
830 PRINT "VISCOSIDAD INICIAL = ";UG;" CP."
840 PRINT "COMPRESIBILIDAD INICIAL DEL GAS = ";CG;" 1/lb/pg2"
850 PRINT "UG = ";PG;" RB/1000 pie3"
860 PRINT "PRINT "TRANSIENT RADIUS OF DRAINAGE, RD, = ";RD;" PIES"
870 IF 15<=TIME THEN PRINT "MENSAJE: NO ESTAS EN EL PERIODO DE
FLUJO TRANSITORIO !!!"
880 PRINT "PERMEABILIDAD = ";K;" md"
890 PRINT "TIEMPO DE ESTABILIZACION = ";TS/24;" DIAS"
900 PRINT "GASTO ESTABILIZADO = ";QGS;" 1000 pie3/dia"
910 PRINT
920 INPUT "DESEAS HACER CALCULOS CON DIFERENTES DANOS
(NO=0, SI=1) ";SFLAG
930 IF SFLAG=1 THEN GOTO 220
940 IF SFLAG=0 THEN GOTO 970
950 GOTO 920
960 PRINT "FACTOR DE DANO PEQUENO, FAVOR DE INCREMENTAR "
PRINT:GOTO 220
970 END

```

```

10 REM*PROGRAMA PARA CALCULAR VELOCIDADES Y GASTOS *
20 REM*DE GAS MINIMOS, REQUERIDOS PARA TRANSPORTAR *
30 REM* LIQUIDOS EN LA CORRIENTE DE GAS *
90 CLS :PRINT
100 INPUT "PRESION EN LA TUBERIA DE PRODUCCION (lb/pg2) ";PT
110 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. O T.R. (PULGADAS) = ";ID
120 INPUT "DIAMETRO EXTERIOR DE T.P. (EN CASO DE ESPACIO
ANULAR) CERD EN CASO DE TP (PULGADAS) = ";OD
130 INPUT "TEMPERATURA DE FLUJO EN LA CABEZA DEL POZO (%F.)
= ";TF
140 TR=TF+460
150 INPUT "FACTOR Z A CONDICIONES DE LA CABEZA DEL POZO ";Z
160 REM CALCULO DEL AREA EN PIES CUADRADOS
170 A3=((ID/24)2-(OD/24)2)*3.1416
180 REM CALCULO DE VG PARA REMOVER EL AGUA
190 V1=((((67-(.0031*PT)).5)*31.5)/(.0031*PT)).5
200 REM CALCULO DE VG PARA REMOVER EL CONDENSADO
210 V2=((((45-(.0031*PT)).5)*16.2)/(.0031*PT)).5
220 REM CALCULO DE LOS GASTOS
230 Q1=(3.06*PT*V1*A3)/(Z*TR)
240 Q2=(3.06*PT*V2*A3)/(Z*TR)
250 CLS
260 PRINT ; PRINT
270 PRINT "PRESION EN LA TUBERIA DE PRODUCCION
";PT;" lb/pg2"
280 PRINT "DIAMETRO INTERNO DE LA T.R. = ";ID;
" PULGADAS"
290 PRINT "DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P. = ";OD;
" PULGADAS"
300 PRINT "TEMPERATURA DE FLUJO EN LA CABEZA DEL
POZO = ";TF;" GRADOS F."
310 PRINT "FACTOR Z A LAS CONDICIONES DE LA
CABEZA DEL POZO = ";Z
320 PRINT ;PRINT
330 PRINT "*****PARA REMOVER EL AGUA *****"
340 PRINT "VELOCIDAD MINIMA (pies/seg.) = ";V1
350 PRINT "GASTO MINIMO (MMPIE3/dia) = ";Q1
360 PRINT
370 PRINT "*****PARA REMOVER EL CONDENSADO*****"
380 PRINT "VELOCIDAD MINIMA (pies/seg.) = ";V2
390 PRINT "GASTO MINIMO (MMPIE3/dia) = ";Q2
400 END

```

10 LEM PROGRAMA PARA BALANCE DE MATERIA EN UN YACIMIENTO DE GAS

151

```

90 CLS
100 INPUT "PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO (PIES) ";D
110 INPUT "PRESION INICIAL (lb/pg2)";P1
120 INPUT "FACTOR Z INICIAL ";Z1
130 INPUT "COMPRESIBILIDAD INICIAL DEL GAS (1/lb/pg2)
    = ";C1; C1=C1*1000000
140 INPUT "SEGUNDA PRESION (lb/pg2) = ";P2
150 IF P2/D<.5 THEN PRINT "***MENSAJE,
    SEGUNDA PRESION ES MUY BAJA***"
160 INPUT "SEGUNDO FACTOR Z = ";Z2
170 INPUT "SEGUNDA COMPRESIBILIDAD DEL GAS
    (1/PG2) = ";C2; C2=C2*1000000
180 INPUT "PRODUCCION ACUMULATIVA A LA
    SEGUNDA PRESION (MMPIE3) = ";CUM
190 INPUT "TEMPERATURA DE FORMACION (°F.) = ";TF
200 REM CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION
210 CF=(D-1000)/.117
220 REM CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA A
    LAS DOS PRESIONES P1 Y P2
230 A=-.0001472645#P1+.3.9168010210000001#
240 B=-6.379E-07#P1-.01144147B#
250 C=-.0000000013536114#P1+.4.23831E-05
260 W1C=A+B*TF+C1*TF*TF
270 A=-1.47265E-04#P2+.3.9168010210000001#
280 B=-6.379E-07#P2-.01144147B#
290 C=-.0000000013536114#P2+.4.23831E-05
300 W2C=A+B*TF+C2*TF*TF
310 INPUT "SATURACION DEL AGUA (DEC.) = ";SW;SG=1-SW
320 REM CFFF=X
330 X1=(C1*SG+W1C*SW+CF)/SG
340 X2=(C2*SG+W2C*SW+CF)/SG
350 REM (CFFF/CG)AVG=Y
360 Y=((X1/C1)+(X2/C2))/2
370 REM CALCULO DEL GAS ORIGINAL APARENTE
380 AP=((P1/Z1)/(P1/Z1-P2/Z2))*CUM
390 REM CALCULO DEL GAS ORIGINAL
400 AC=AP/Y
410 CLS
420 PRINT "PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO (PIES) = ";D
430 PRINT "COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION (U-1/lb/pg2) = ";CF
440 PRINT "PRESION INICIAL (lb/pg2) = ";P1
450 PRINT "FACTOR Z INICIAL = ";Z1
460 PRINT "COMPRESIBILIDAD INICIAL (U-lb/pg2) = ";C1
470 PRINT "COMPRESIBILIDAD INICIAL DEL AGUA (U-lb/pg2)
    = "; W1C
480 PRINT "COMPRESIBILIDAD INICIAL TOTAL (U-lb/pg2)
    = "; X1*SG
490 PRINT "SEGUNDA PRESION (lb/pg2) = ";P2
500 IF P2/D<.5 THEN PRINT "***MENSAJE, SEGUNDA
    PRESION MUY BAJA***"
510 PRINT "SEGUNDO FACTOR Z = ";Z2
520 PRINT "SEGUNDA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA
    (U-lb/pg2) = ";C2
530 PRINT "SEGUNDA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA
    (U-lb/pg2) = ";W2C
540 PRINT "SEGUNDA COMPRESIBILIDAD TOTAL
    (U-lb/pg2) = ";X2*SG
550 PRINT "VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO ACUMULATIVO A
    LA SEGUNDA PRESION (MMPIE3) = ";CUM
560 PRINT "TEMPERATURA DE FORMACION (°F.) = ";TF
570 PRINT "SATURACION DE AGUA (DECIMAL) = ";SW
580 PRINT
590 PRINT "VOLUMEN DE GAS APARENTE (MMPIE3) = ";AP
600 PRINT "VOLUMEN DE GAS REAL (MMPIE3) = ";AC;PRINT
610 END

```

```

100 REM *PROGRAMA PARA CALCULAR LA PROFUNDIDAD DE COLOCACION*
101 REM *   DE LA BOMBA DEL APAREJO DE BOMBEO ELECTRICO   *
102 CLS
110 INPUT "RELACION AGUA ACEITE = ";WOR
120 INPUT "RELACION GAS ACEITE INSTANTANEA (PIES/BL) = ";RGA1
125 GOR=RGA1
130 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS A FS Y TS (AIRE=1.0) = ";YG
135 INPUT "QUE TIPO DE GAS TENEMOS (CALIFORNIA=1 O CONDENSADO=0) ";FLAG
140 INPUT "DENSIDAD DEL ACEITE ("API) = ";API
150 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA (AGUA=1) = ";DW
155 INPUT "SALINIDAD DEL AGUA (PPM DE NaCl) = ";PPM; NaCl=PPM/10000
160 INPUT "TEMPERATURA DE SEPARACION (°F.) = ";ST
170 INPUT "PRESION DE SEPARACION (lb/pg²) = ";SP; IF SP=0 THEN SP=114.7
180 INPUT "PRESION DE FONDO FLUYENDO (lb/pg²) = ";F1
190 INPUT "GASTO (bl/dia) = ";QD
200 INPUT "DIAMETRO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO (pg.) = ";ID
210 INPUT "CUAL ES LA RELACION GAS ACEITE QUE
ACEITA LA BOMBA (M3/M3) = ";RGAB
220 INPUT "CUAL ES LA TEMPERATURA MEDIA (°F.) = ";T
230 INPUT "CUAL ES EL INCREMENTO DE PRESION
QUE SE CONSIDERA (lb/pg²) = ";DF
240 INPUT "PROFUNDIDAD MEDIA DE LOS DISPAROS (PIES) = ";L
242 INPUT "EFICIENCIA DE SEPARACION (FRACCION) = ";EF
243 INPUT "SE DEBEA HACER CORRECCIONES POR PRESENCIA
DE H2S, CO2 O N2 (NO=0, SI=1)";FLAG1
244 IF FLAG1=0 THEN GOTO 247
245 INPUT "FRACCION MOLAR DEL NITROGENO (DECIMAL) = ";YN2
246 INPUT "FRACCION MOLAR DEL CO2 (DECIMAL) = ";YCO2
247 INPUT "FRACCION MOLAR DEL H2S (DECIMAL) = ";YH2S
248 LL1=0
249 PRINT"-----"
250 PRINT "PRESION      LONGITUD      RS          GOR          RGL"
251 PRINT"-----"
260 P=P1-DP/2
270 GOSUB 1000
280 GOSUB 2000
290 GOSUB 3000
300 DR=141.5/(131.5+API)
310 RNS=(350.5*(DR+DW*WOR)+.0764*RGA1*YG)/(5.615*(BO+BW*WOR)+
(RGA1-RSCOMP)*BB1)
320 REM CALCULO DE FTP
330 M=350.5*DR+.0764*RGA1*YG+350.5*DW*WOR
340 AFTP=(ID*10^6)/(QD*M)
350 FTP=5.415*10^-3-5.723*10^-4*AFTP+1.843*10^-4*AFTP^2+
3.5843*10^-6*AFTP^3
360 GRAD=1/144*(RNS+(FTP*(QD*M)^2)/(2.979*10^5*RNS*ID^5))
370 DL=DP/GRAD
380 LL2=LL1+DL
385 RGL=(RGA1-RSCOMP)*BB1*(1-EF)*.178
386 PRINT P,LL2,RSCOMP,GOR,RGL
390 IF RGL<RGAB THEN P1=P1-DP;LL1=LL2;GOTO 260 ELSE
PSUC=P1;HCOL=L-LL2
400 PRINT "PROFUNDIDAD DE COLOCACION (PIES) ";HCOL
410 PRINT "PRESION DE SUCCION (PSIA) = ";PSUC
420 RGA2=RSCOMP+(RGA1-RSCOMP)*(1-EF)
425 GOR=RGA2
430 INPUT "PRESION EN LA CABEZA DEL POZO (PSIA) = ";PWH
432 LL2=0
435 INPUT "DIAMETRO DE T.P. (PULGADAS) = ";DTP
437 PRINT"-----"
438 PRINT "PRESION      LONGITUD      RS          GOR          GRADIENTE"
439 PRINT"-----"
;PRINT
440 LL1=0
445 P1=PWH
450 P=P1+DP/2
460 GOSUB 1000
470 GOSUB 2000
480 GOSUB 3000
490 RNS=(350.5*(DR+DW*WOR)+.0764*RGA2*YG)/(5.615*(BO+BW*WOR)+
(RGA2-RSCOMP)*BB1)
500 M=350.5*DR+.0764*RGA2*YG+350.5*DW*WOR
510 AFTP=(DTP*10^6)/(QD*M)
520 FTP=5.415*10^-3-5.723*10^-4*AFTP+1.843*10^-4*AFTP^2+
3.5843*10^-6*AFTP^3
530 GRAD=1/144*(RNS+(FTP*(QD*M)^2)/(2.979*10^5*RNS*DTP^5))
540 DL=DP/GRAD
550 LL2=LL1+DL
555 PRINT P,LL2,RSCOMP,GOR,GRAD

```

```
560 IF LL2<HCOL THEN P1=P1+DP;LL1=LL2;GOTO 450
    ELSE DL=LL2-HCOL;DP=GRAD*DL;PDES=P1-DP
570 PRINT "LA PRESION EN LA DESCARGA DE LA BOMBA DEBE SER ";PDES 153
575 PRINT "RGA2 = ";RGA2
578 DPB=PDES-PSUC
580 PRINT "INCREMENTO DE PRESION REQUERIDA";DPB
581 END
```


APENDICE B

APENDICE B

MICROCOMPUTADORAS DISPONIBLES EN EL MERCADO

1.- Microcomputadoras PRINTAFORM PC

Algunas de las características de este equipo son:

a).- ESPECIFICACIONES DEL PROCESADOR.

Cerebro Intel 8088 de 16 bits. de 4.77 Mhz. Cuenta con una conexión para co-procesador matemático 8087 que acelera los cálculos matemáticos avanzados.

b).- ESPECIFICACIONES DE LA MEMORIA.

BIOS/BROM (Basic Input Output System) de 8K estándar, y 40K bytes para el usuario permitiendo el diseño de aplicaciones especiales. Controlador de 8 niveles de prioridad.

RAM (Random Access Memory):

El equipo viene equipado de fábrica con 256K y puede expandirse hasta 640K (262,144, hasta 655, 360 caracteres de instrucciones disponibles para el usuario) para trabajar con programas compatibles con la IBM-PC.

Controlador 8237A-5 DMA (Direct Memory Access): de 4 canales para acceder todo el rango de memoria.

c).- INTERFASES PERIFERICAS.

CONTROLADOR DE FLOPPIES que soporta dos unidades de disco flexibles de 5¼ de diámetro de doble lado de grabación y lectura y con doble -- densidad de 360K (360,000 caracteres cada uno) equivalente cada unidad de -- disco a almacenar 180 páginas de texto a doble espacio.

INTERFASE ASINCRONA SERIAL tipo RS-232 C totalmente programa ble en todos sus parámetros de comunicación como velocidad y flujo de datos para poder conectar dispositivos de comunicación, graficadores e impresores seriales.

PUERTO PARALELO para impresor, tipo Centronics, donde se co-- nectan la mayoría de los impresores disponibles en el mercado mexicano.

INTERFASE DE TECLADO compatible con la IBM-PC.

SEIS RANURAS DE EXPANSION para incrementar la memoria o utili zación de tarjetas estándar (compatibles con la IBM-PC) para trabajos espe cíficos, entre ellos emulación de terminales IBM 3278, 3279, 3178 y 3179.

d).- ESPECIFICACIONES DE LA INTERFASE DEL MONITOR:

DESPLIEGUE DE TEXTOS /ALFANUMERICO

Alta Resolución: 80 caracteres x 25 líneas

Baja Resolución: 40 caracteres x 25 líneas

Conjunto de caracteres: 256 caracteres y símbolos incluidos en ROM (Read Only Memory) incluyendo 96 caracteres ASCII (American Standar Code Information Interchange), caracteres para juegos, idiomas extranjeros, nota ción científica y proceso de palabras.

DESPLIEGUE DE GRAFICAS:

Método: Todos los puntos son direccionables.

Baja Resolución: 320 x 200 pixels (picture elements) a cuatro colores

Alta Resolución: 640 x 400 pixels solamente Blanco y Negro.

CONECTORES:

Conección RGB para monitores de color tipo RGB (Red, Green and Blue).

Conección para video NTSC (Televisión)

Conección para monitor monocromático "Composite".

Conección para pluma de luz.

e).- TECLADO:

El teclado es 100% compatible con IBM-PC.

f).- MONITOR MONOCROMATICO DE GRAFICAS:

El monitor ha sido diseñado tomando en cuenta factores ergonómicos -- (características de diseño que minimizan la fatiga del usuario).

A elegir entre colores ópticos Verde o Ambar. El tamaño de su pantalla es de 30.58 cms. en diagonal.

g).- CARACTERISTICAS FISICAS DEL COMPUTADOR:

Tamaño: 44 cms. de ancho x 40 de largo x 15 de alto (sin incluir

monitor)

Peso: 14.5 Kgs. (incluyendo los drives y sin monitor)

Consumo de Energía: 100 Wats, 110 VAC, 60 Hz.

No necesita de aire acondicionado.

Nivel de humedad: Menor de 85% sin condensación.

Temperatura de operación: de 0° a 55°C.

h).- ALMACENAMIENTO MAGNETICO:

Modelo 5207: (Floppies)

Dos unidades de disco para grabación y lectura de información con capacidad de 360K c/u. Utilizan disco magnéticos de 5 $\frac{1}{4}$ " de diámetro con 40 canales sector suave y de doble lado.

Modelo 5210 (Disco Duro).

Una unidad de disco para grabación y lectura de 360K para introducir y respaldar la información contenida en la unidad de disco duro.

Y además una unidad de disco duro microwinchester con una capacidad de 10MB formateados (10'240,000 caracteres, equivalente a 5,120 páginas de texto a doble espacio). Esta unidad es de gran utilidad cuando se requiere trabajar con archivos de gran tamaño a una gran velocidad.

i).- SISTEMAS OPERATIVOS:

MS-DOS 2.1 Compatible con PC-DOS.

2.- COMPUTADORA PERSONAL XT DE IBM.

Algunas características generales del equipo son:

a).- ESPECIFICACIONES DEL PROCESADOR.

Microprocesador Intel 8088 de 16 bits.

b).- ESPECIFICACIONES DE LA MEMORIA.

Viene equipado con 256 KB de memoria de usuario en la configuración estándar ampliables a 640 KB.

Unidad de diskettes de 360 KB.

Unidad de disco fijo de 10 MB con la ventaja de que el acceso a programas y datos es más rápido que con diskettes.

Memoria permanente (ROM) de 40 KB.

c).- INTERFASES PERIFERICAS.

Arquitectura de sistema abierta con ocho conectores de expansión -- (los adaptadores utilizan uno o dos conectores de expansión) para agregar nuevos tableros, componentes y dispositivos. El sistema puede conectarse fácilmente a la red de computadoras personales PC Network.

d).- MONITOR MONOCROMATICO DE GRAFICAS.

Tiene la capacidad de desplegar gráficos de colores o sea permite utilizar la pantalla de color IBM (se requiere el adaptador para ---

gráficos de color).

3.- CORONA PC.

Las especificaciones de este equipo son:

a).- MODELOS DE ESCRITORIO PC-1 y PORTATIL PPC-1

Procesador de 8088 de 16 bits.

Memoria de 512 Kbytes.

Tipo de almacenamiento: Disco floppy de doble lado, doble densidad.

Número de unidades de disco: Una.

Capacidad del disco 360 Kbytes.

Teclado independiente, tipo IBM-PC, con 83 teclas.

Puerto de comunicaciones: 1, RS-232C, serie.

Puerto Impresor: 1, compatible IBM-PC.

Fuente de poder: 110 Watts.

Pantalla alfanumérica 80 columnas, 25 líneas.

b).- MODELOS PC-2 y PPC-2

Igual que la PC-1, pero con dos unidades de disco.

c).- MODELO PC-HD (sólo de escritorio)

Igual que la PC-1 pero con la diferencia que el almacenamiento consta de un disco floppy de doble lado, densidad y disco duro Winchester.

d).- EQUIPO OPCIONAL (portátil y de escritorio).

Memoria: 128 Kbytes adicionales mediante tarjeta de expansión para llegar a 640 Kbytes. Segundo disco floppy para PC-1 y PPC-1, - Disco Duro Winchester externo (10 Mbytes).

Funda: Funda para la portátil.

Sistema Operativo: MS-DOS.

Aplicaciones: Procesador de palabras profesionales MULTI-MATE,

Sistema de autoenseñanza PCTUTOR.

4.- Apple IIe

El sistema de computadoras personal Apple IIe proporciona las siguientes características.

a).- Teclado completo ASC II tipo máquina de escribir en español de 63 teclas y teclas para propósitos especiales.

b).- Microprocesador 6502 A (CPU-8 bits).

c).- 64 K bytes de Memoria RAM.

d).- 16 K bytes ROM, que incluye lenguaje BASIC Applesoft.

e).- Siete ranuras de expansión I/O, interfase para cassette, conector de entrada/salida estilo D-9 (usado para controles manuales).

f).- Disco II con controlador.

Capacidad de información formateada: 140 Kbytes.

g).- Monitor II

Pantalla de 12". Mecanismo de inclinación de pantalla. Líneas de texto y gráficas de 80 caracteres por 24 líneas.

5.- Vectra PC (Hewlett-Packard)

La Vectra PC es compatible con computadoras PC/AT y similares. Vectra PC presenta las siguientes características:

a).- Procesador Intel 80286

b).- Memoria RAM puede crecer hasta 3.64 Megabytes.

c).- Puede formar redes locales con equipo HP, IBM y otros.

Actualmente el precio del sistema básico con dos floppy en dólares es el siguiente:

PRINTAFORM PC _____	\$ 1695.00
XT DE IBM _____	\$ 4623.00
CORONA PC _____	\$ 2200.00
APPLE IIe _____	\$ 1695.00
VECTRA PC _____	\$ 4650.00

APENDICE C.

APENDICE C

P S E U D O C O D I G O

Es una técnica que se utiliza en el diseño de sistemas estructurados. Consiste en utilizar un lenguaje cotidiano para hacer una descripción sencilla de los procesos de cálculo, de decisión o de manejo de información, con el fin de hacerlos entendibles y facilitar su posterior codificación en algún lenguaje específico de alto nivel.

El pseudocódigo tiene las siguientes características:

- 1.- Es totalmente independiente de los lenguajes de programación.
- 2.- Incluye las estructuras lógicas de la programación estructurada, por lo que se programa estructuradamente.
- 3.- Ahorra tiempo; con el se evita el dibujo de diagramas de flujo.
- 4.- Entendible porque se usa un lenguaje claro y cotidiano.
- 5.- General; porque se emplea a cualquier nivel y cualquier lenguaje.
- 6.- Muestra la lógica gráficamente por el uso de sangría o escalonamiento (corrimento del margen izquierdo a la derecha para describir a los niveles más internos).
- 7.- Modificable por su estructura.
- 8.- Simplifica la codificación en los lenguajes de programación.

- 9.- Facilita la localización de rutinas que se repiten.
- 10.- Puede ser mecanografiado.
- 11.- Utiliza el desarrollo descendente.

DESARROLLO DESCENDENTE.

Tradicionalmente los procesos se desarrollan de abajo hacia arriba, es decir: primero, se desarrollan y codifican los procesos del más bajo nivel de un programa, se prueba y se dejan listos para su posterior integración en un sólo paquete. Esto tiene los siguientes inconvenientes:

- 1.- La necesidad de hacer pruebas mediante el empleo de lógicas externas ficticias.
- 2.- Al integrar los módulos se encuentra que no se acoplan algunos, y se tienen que reconstruir y probar nuevamente.

El desarrollo descendente organiza al sistema como la estructura de un árbol de módulos, donde el módulo inicial es el que tiene el nivel más alto de control lógico y por lo tanto se encarga de las decisiones dentro del sistema, y de pasar el control a sus módulos de menor jerarquía; este proceso se repite en todos los niveles durante todas las funciones del sistema.

Con el desarrollo descendente se tiene un sistema en el cual los módulos y segmentos más críticos son los más probados, porque sus datos - los generan módulos de más nivel.

Las tres figuras lógicas básicas de la programación estructurada son:

- a).- Secuencia.
- b).- Bifurcación.
- c).- Proceso repetitivo "Mientras"

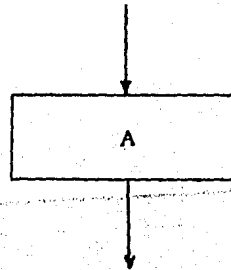
A las cuales se le pueden agregar dos figuras complementarias:

- d).- Proceso repetitivo "Hasta"
- e).- Multidirección según el caso.

Estas últimas se pueden formar combinando y/o concatenando (anidando) a las tres figuras lógicas básicas. La equivalencia entre las figuras y el pseudocódigo son:

- a).- Secuencia.

S [Proceso A]

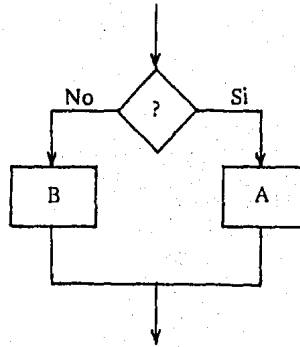


b).- Bifurcación.

SI Pregunta <ENTONCES >
[Proceso A]

DE LO CONTRARIO:
[Proceso B]

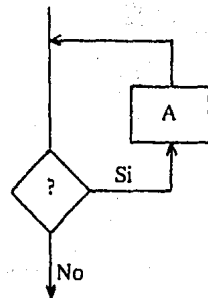
FIN DE BIFURCACION



c).- Proceso Repetitivo "Mientras"

EJECUTA MIENTRAS <Pregunta >
[Proceso A]

FIN DE REPETICIONES

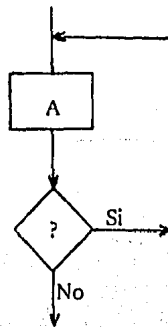


d).- Proceso Repetitivo "Hasta"

EJECUTA:

[Proceso A]

HASTA QUE <Pregunta A >



e).- Multidirección según el caso.

SEGUN EL CASO DE <Pregunta A>

[Proceso A.]

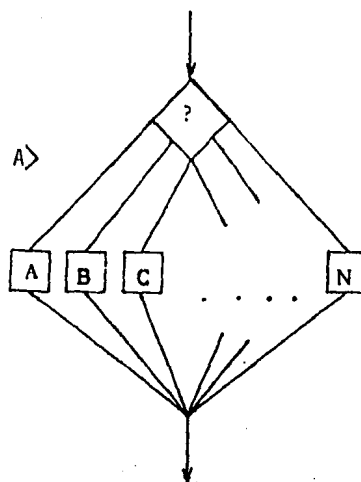
[Proceso B.]

[Proceso C.]

[. . . .]

[Proceso N.]

FIN DE MULTIDIRECCION.



Hay que hacer notar que las figuras lógicas son estructuradas porque solo tienen una entrada y una salida todas ellas, de manera que son módulos que se pueden aumentar, modificar o incluso quitar en cualquier momento, sin afectar el flujo; a diferencia de los diagramas de flujo no estructurados, que se hacen sacando flechas de un proceso dirigiéndolas a cualquier punto del programa (arriba, abajo o en medio) haciendo muy difícil y a veces imposible su posterior modificación.

Se observa que el pseudocódigo es simple, ya que solo cuenta con cinco figuras lógicas, pero a su vez es rígido ya que no permite otro tipo de figuras que no sean esas (que después de todo no se necesitan).

Las figuras lógicas se concatenan y anidan entre sí para formar un programa completo.

NOMENCLATURA

SIMBOLO		UNIDADES
A	Factor de tortuosidad (adimensional)	
AC	Volumen real de gas original	MMpie ³
AP	Volumen aparente de gas original	MMpie ³
A3	Area disponible al flujo	pie ²
API	Densidad relativa del aceite	°API
BD	Densidad total	gr/cc
BG	Factor de volumen del gas	pie ³ /bl
BO	Factor de volumen del aceite	bl/bl
BOB	Factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo	bl/bl
BW	Factor de volumen del agua	bl/bl
CC(i)	Concentración del i componente (decimal)	
CEFF	Compresibilidad efectiva	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CEFF1	Compresibilidad efectiva a la presión 1	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CEFF2	Compresibilidad efectiva a la presión 2	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CF	Compresibilidad de la formación	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CUM	Producción acumulativa de gas a la segunda presión	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CF	Compresibilidad de la formación	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CG	Compresibilidad del gas	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CG1	Compresibilidad del gas a la presión 1	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CG2	Compresibilidad del gas a la presión 2	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
Cl	Salinidad	ppm Cl
CO	Compresibilidad isotermica del aceite a la presión de burbujeo	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
CP	Presión critica	lb/pg ²
CT	Temperatura critica	°R
CW	Compresibilidad isotérmica del agua	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
C1	Compresibilidad del gas a la presión 1	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
C2	Compresibilidad del gas a la presión 2	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
D	Profundidad del yacimiento	pies

SIMBOLO		UNIDADES
DR	Densida reducida (adimencional)	
e	Corrección por contaminantes	°F
E	Rugosidad de la tubería de producción	pulgadas
EQ	Resistividad equivalente del agua	ohm-m
f	Factor de fricción de Moouy (adimencional)	
F	Factor de formación (adimencional)	
FD	Densidad del fluido	gr/cc
FR	Resistividad del filtrado a temperatura de formación	ohm-m
FT	Temperatura de formación	°F
GE	Gasto equivalente de condensado	pie ³ /dia
GG(i)	Densidad del i componente (Aire=1.0)	
GHVD	Calor específico, seco	BTU/pie ³
GL	Lectura del registro gamma o S.P.	cualquiera
GOR	Relación gas aceite observada	pie ³ g/bl.o a c.s
GORCOMP	Relación gas aceite en el equilibrio	pie ³ g/bl.o a c.s
H	Espesor neto de la formación	pie
HG	Valor del calor específico bruto	BTU/pie ³
HN	Valor del calor específico neto	BTU/pie ³
ID	Diametro interno de T.P. o T.R.	pulgada
IX	Indice de lutita	
K	Permeabilidad	md
L1	Variable intermedia	
L2	Variable intermedia	
LT	Tiempo de transito del registro	μ -seg
m	Factor de cementación (adimencional)	
MD	Densidad de la matriz	gr/cc
MT	Tiempo de transito de la matriz	μ -seg
MO	Peso molecular del condensado	
NaCl	Salinidad (% de NaCl)	
NHV(i)	Calor específico neto	BTU/pie ³
OD	Diametro exterior de T.R.	pulgadas

SIMBOLO		UNIDADES
P	Presión	lb/pg ²
PBP	Presión de burbujeo	lb/pg ²
PC(i)	Presión crítica del i componente	lb/pg ²
PC*	Presión crítica corregida	lb/pg ²
PCR	Pseudo presión crítica del gas	lb/pg ²
PE	Porosidad efectiva (decimal)	
PHIG	Porosidad del gas (porosidad x saturación)	
PI	Presión inicial de formación	lb/pg ²
PO	Porosidad efectiva (decimal)	
PPC	Pseudo presión crítica	
PRED	Presión reducida	
PRES	Presión	lb/pg ²
PSC	Presión a condiciones estandar	lb/pg ²
PT	Presión fluyendo en la cabeza del pozo	lb/pg ²
PWH	Presión en la T.P.	lb/pg ²
PWF	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²
P1	Porosidad del sonico (decimal)	
P2	Porosidad del de densidad (decimal)	
QG	Gasto de gas	Mpie ³ /día
QWG	Gasto equivalente de gas	MMpie ³ /día
Q1	Gasto mínimo para remover agua	MMpie ³ /día
Q2	Gasto mínimo para remover condensado	MMpie ³ /día
RC	Resistividad de la lutita	ohm-in
RD	Radio de drene transitorio	pies
RE	Radio de drene	pies
RHO	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
RMF	Resistividad del filtrado a temperatura de referencia	ohm-m
RO	Resistividad de la roca 100% saturada de agua	ohm-m
RRW	Temperatura de referencia para RW	°F
RS	Relación de solubilidad gas-aceite	pie ³ /bl
RSW	Relación gas-agua	pie ³ /bl

SIMBOLO		UNIDADES
RSWSAT	Relación gas agua	pie ³ /bl
RT	Resistividad verdadera de la formación	ohm-m
RW	Resistividad del agua a la temperatura de referencia	ohm-m
S	Factor de daño	
SAL	Salinidad	ppm NaCl
SD	Densidad de lutita	gr/cc
SG	Saturación de gas (decimal)	
SH	Lectura de rayos gamma o S.P. en un intervalo de lutita	cualquiera
SSP	Potencial espontaneo SSP	milivolts
SP	Presión de separación	lb/pg ²
SS	Lectura de rayos gamma o S.P.en un intervalo libre de lutita	cualquiera
ST	Temperatura de separación	°F
ST	Tiempo de transito de la lutita	<i>M</i> -seg
SUM	Sumatoria de los componentes dados	
SW	Saturación de agua (decimal)	
S1	Saturación de agua con Archie (decimal)	
S2	Saturación de agua con Simandeaux (decimal)	
T	Temperatura	°R
TA	Temperatura promedio en la tubería	°R
TB	Temperatura de formación	°F
TC	Temperatura critica	°R
TC*	Temperatura critica con corrección	°R
TCR	Temperatura critica	°R
TD	Profundidad total	pies
TF	Temperatura de fondo del pozo	°F
TG	Gradiente termico	°F/pie
TK	Temperatura del agua	°K
TPC	Temperatura pseudocritica	°R
TR	Temperatura	°R
TRED	Temperatura reducida	°F
TS	Temperatura superficial	°F

SIMBOLO		UNIDADES
TSC	Temperatura a condiciones estandar	°R
TVD	Profundidad vertical	pies
UG	Viscosidad del gas	c.p.
UW	Viscosidad del agua	c.p.
UO	Viscosidad del aceite abajo de la presión de burbujeo	c.p.
UOB	Viscosidad del aceite a la presión de burbujeo	c.p.
UOD	Viscosidad del aceite muerto	c.p.
U1	Viscosidad de la mezcla a temperatura de yacimiento y 14.7 lb/pg ²	c.p.
VSH	Volumen de lutita (decimal)	
VW	Densidad relativa de la mezcla (Aire=1.0)	
V1	Velocidad lineal minima para remover agua	pie/seg
V2	Velocidad lineal minima para remover condensado	pie/seg
WC	Compresibilidad del agua	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
WR	Resistividad del agua a temperatura de formación	ohm-m
W1C	Compresibilidad del agua a la presión inicial	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
W2C	Compresibilidad del agua a la segunda presión	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
X	Variable intermedia	
XMD	Variable intermedia	
XTVD	Variable intermedia	
X1	Variable intermedia	
X2	Variable intermedia	
Y	Compresibilidad promedio	$1 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$
YCO2	Contenido de CO ₂ (decimal)	
YH2S	Contenido de H ₂ S (decimal)	
YN2	Contenido de N ₂ (decimal)	
YG	Densidad relativa del gas (Aire=1.0)	
z	Sigma del intervalo leído del registro	c.u.
Z	Factor de desviación del gas	
ZA	Factor de desviación del gas promedio	

SIMBOLO		UNIDADES
ZH	Sigma del hidrocarburo	c.u.
ZS	Sigma de lutita	c.u.
ZW	Sigma de agua	c.u.
Z1	Factor de desviación Z inicial	
Z2	Factor de desviación Z a la segunda presión.	

B I B L I O G R A F I A .

- 1.- R.L. Mc Coy "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers" Gulf Publishing Co. Houston 1983.
- 2.- E.L. Dougherty y I. Ershagui "What Is the Current Role of Computers in -- Petroleum Engineering Educación, and What Should It Be ?" Journal of -- Petroleum Technology. Febrero de 1986, pag. 189-196.
- 3.- W.W. Eckles Jr, E.L. Pierson y R.E. Trezell "A Method for Selecting Oil -- and Gas Economic Software for Microcomputer Systems" Journal of Petro-- leum Technology. Febrero de 1986, pag. 189-196.
- 4.- Ramirez D.G. "Diseño de Tuberías de Producción", Tesis Profesional, Facul-- tad de Ingeniería U.N.A.M. Mayo de 1984.
- 5.- B.C. Craft., M.F.Hawkins "Applied Petroleum Reservoir Engineering".Prentice-- Hall inc 1959
- 6.- Héctor Díaz Zertuche "Apuntes de Producción de Pozos II" Facultad de Inge-- niería U.N.A.M.
- 7.- "Enciclopedia Práctica de la Informática", Ed. Nueva Lente 1984.
- 8.- Valderrabano H.A, Rayón C.R. "Apuntes de Evaluación de la Producción" -- Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1984.
- 9.- Orlando Rivero "Registros de Pozos Parte 1 Teoría e Interpretación" Orga-- nización Gráfica Editorial S.A. México D.F. 1975.
- 10.-F. Garaicochea P. "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos" Facultad de -- Ingeniería U.N.A.M. Noviembre de 1983.
- 11.- Petroleos Mexicanos Subdirección de Producción Primaria Gerencia de De-- sarrollo de Campos "Paquete de programas Técnicos para Ingeniería Petro-- lera" Junio de 1986.