

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES “ZARAGOZA”

DIRECTOR DE TESIS: M. EN C. ESTEBAN MINOR PÉREZ

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE ING. QUÍMICO

PRESENTA

MARIA DE LOURDES ESPEJEL SERRANO

**“LA INGENIERÍA QUÍMICA EN LA APLICACIÓN DE
CONTROL DE CALIDAD EN LA ADMINISTRACIÓN DE
INFORMACIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PETROLERA”**

México, D.F.

Abril-2008



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 esta 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.

A mis padres y hermanos que me apoyaron en mis años de estudio.

A mis hijos, Alejandra y Aldo motivo de mis deseos de superación.

A mis profesores que con gran vocación se esforzaron por transmitir su conocimiento.

ÍNDICE

Pag.

Resumen.	1
Introducción.	3
Objetivos	5
1. Justificación de un proyecto para la administración de información técnica.	6
1.1 Motivo de la existencia de proyectos de Administración de información.	7
1.2 Fundamento teórico de las bases de datos como piedra angular de la administración de información técnica. ..	11
1.2.1 Definiciones importantes relacionadas con bases de datos.	11
1.2.2 Modelos de bases de datos.	13
2. Generación de información durante las actividades técnicas y operacionales básicas involucradas en la exploración y producción del petróleo.	19
2.1 Actividades técnicas y operacionales básicas involucradas en exploración y producción de campos petroleros.	22
2.1.1 Exploración.	22
2.1.2 Delineación.	23
2.1.3 Desarrollo del campo.	25
2.1.4 Maduración del yacimiento y de los pozos.	27
2.2 Etapas de la exploración, perforación y producción donde el Ingeniero Químico puede intervenir.	29
3. Aplicación de control de calidad de la información al caso específico del análisis PVT.	31
3.1 Que es un Análisis PVT y cual es su importancia para la industria petrolera.	33
3.1.1 Clasificación del Análisis PVT de acuerdo al tipo de fluido obtenido en superficie.	33
3.1.2 Tipos de pruebas que se incluyen en un Análisis PVT.	35

3.2 Propiedades termodinámicas o reológicas de un Análisis PVT.	42
3.2.1 Factor de volumen del gas.	42
3.2.2 Factor de volumen del aceite.	42
3.2.3 Factor de volumen de formación de la fase mixta.	43
3.2.4 Volumen relativo.	43
3.2.5 Compresibilidad del aceite.	43
3.2.6 Relación gas disuelto aceite.	43
3.2.7 Factor de encogimiento.	43
3.2.8 Factor “z”.	43
3.2.9 Producción acumulada de gas.	43
3.2.10 Porcentaje en mol de los componentes.	44
3.2.11 Poder calorífico.	44
3.2.12 Densidad del gas.	44
3.2.13 Densidad del aceite.	44
3.2.14 Viscosidad del gas.	45
3.2.15 Presión y temperatura pseudo críticas.	45
3.3 Aplicación de control de calidad al dato termodinámico de un Análisis PVT.	46
3.3.1 Ejemplo de inserción de restricciones de control en la creación de una tabla.	50
4. Conclusiones.	52
Bibliografía.	53

Diagramas y Figuras

Diagrama de Interrelación entre los Sistemas de Información y Conocimiento de Exploración y Producción.	9
Diagrama de Flujo de Proceso de Administración de información de Exploración y Producción.	10
Esquema de un Sistema de Gestión de Archivos.	12
Esquema de una Base de Datos Jerárquica.	13
Esquema de una Estructura de Datos en Red.	14
Esquema de Tablas de una Base de Datos Relacional.	16
Diagrama de Flujo del Proceso de Administración de Información de Análisis PVT.	47
Diagrama de Flujo del Proceso de Carga de Información de Análisis PVT.	48

RESUMEN

Al ser objeto de la presente tesis, el trabajo desarrollado en la practica profesional como pasante, uno de los objetivos es mostrar la aplicación de los conocimientos adquiridos en el programa de estudios impartido en la carrera de Ingeniería Química de la Facultad de Estudios Superiores “Zaragoza” en un proyecto de administración de información técnica de exploración y producción petrolera, y más específicamente en el control de calidad del dato incluido en Análisis PVT.

El segundo objetivo es el de indicar la oportunidad de mercado laboral que se puede presentar para el Ingeniero Químico, cuando aprende lenguajes relacionados al manejo de bases de datos como lo es SQL y algunas otras herramientas de tecnología de información, como lo pueden ser los sistemas operativos para redes de computadoras y el lenguaje de programación Visual Basic aplicado en las hojas electrónicas de cálculo.

Por la magnitud de las bases de datos involucradas en el trabajo realizado, se utilizaron además de computadoras personales, servidores para almacenar la información y obtener las funciones que ofrece ORACLE y como consecuencia de ello hardware necesario para red (conectores, concentradores).

Durante el desarrollo de la practica profesional que se reporta en esta tesis se utilizó como software, el sistema operativo para redes de computadoras UNIX, ORACLE para el manejo y consulta de bases de datos, Hummingbird Connectivity V. 7.1 para emular los computadores personales como terminal de red., Microsoft Excel para elaboración de meta datas y macros utilizados para la edición de datos para carga, Adobe Acrobat Profesional 6.0 para el almacenamiento de información en formato PDF, Microsoft PowerPoint para la creación de diagramas y otros gráficos.

Se hace una explicación del fundamento teórico de las bases de datos relacionales y porque se eligen estas en el proyecto del cual se habla en esta tesis.

Se relata a grandes rasgos las actividades técnicas que generan información en las etapas involucradas en la exploración y producción del petróleo (exploración, delineación, desarrollo y maduración de yacimientos), con el fin de mostrar los procesos principales que se deben conocer para poder administrar esta información. También tiene la finalidad de mostrar las etapas donde un ingeniero químico puede intervenir.

Se resalta cuál es la importancia de los Análisis PVT para la industria petrolera, como se clasifican, cuales son las pruebas y cuales son las propiedades que se alimentan en los registros de la base de datos que reciben el control de calidad, para que se entienda porque es importante el control de la calidad de este tipo de información.

Por último se llega a la conclusión que el conocimientos de informática a nivel de bases de datos puede ser una herramienta que le permita al Ingeniero Químico participar en múltiples proyectos de administración de información de proyectos de explotación o transformación, aportando sus conocimientos o criterios, de la misma forma que

participan otros especialistas como Geofísicos, Geólogos, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros Petroleros, etc. Además se observa que los criterios aportados pueden impedir que se cometan errores durante la carga a las bases de datos mejorando así la calidad de las mismas y por consecuencia, facilitando de las actividades relacionadas a las consultas que otros especialistas realizan en estas bases de datos.

INTRODUCCION

La administración de información técnica es un término muy amplio que puede incluir muchas disciplinas y aspectos de conocimiento humano, es tan amplio como la gran variedad de carreras técnicas o científicas existentes. Es por eso que esta tesis se enfoca en dos aspectos principales: El primero es el conocimiento de tecnología de información que incluye el conocimiento de un lenguaje de bases de datos relacionales y aplicaciones o software derivados de estas; el segundo es la aplicación de los conocimientos de Ing. Química a un proyecto específico de administración de información generada durante la exploración y explotación del petróleo.

Debido a la gran cantidad de actividades generadas el negocio del petróleo y de la magnitud del valor económico que se deriva de este negocio es importante la información que se genera con el fin de utilizarla después de su análisis, en actividades como la localización de nuevos prospectos, predicción por medio de simulación del desempeño de los ya existentes, en el diseño de equipo(ya sea de almacenamiento, separación y/o de transporte de fluidos) y en la selección y dimensionamiento de instrumentación y control, y en la toma de decisiones que corrijan u optimicen los procesos involucrados o guíen al cierre definitivo de un pozo petrolero.

Como todos sabemos el negocio del petróleo en México es muy importante, la economía del país depende de la producción de este recurso, por lo cual las actividades de exploración y producción tienen una vital importancia., se estima que para los próximos 20 años el petróleo y gas del petróleo cubran más del 50% de la demanda mundial de energía, se prevé que el precio del petróleo se incremente por lo menos al doble de su precio actual.

El éxito del negocio del petróleo depende de la integración de la tecnología enfocada a los yacimientos, y de la información disponible o generada en cada una de las etapas de la vida de un pozo.

Por la importancia y volumen de esta información se justifica la aplicación de bases de datos relacionales ya que manejarla sin esta herramienta sería imposible y crearía un caos por no poder tener el acceso a esta de manera inmediata y con la validación necesaria asegurada.

Existen diferentes bases de datos que trabajan con datos del negocio del petróleo que se aplican más durante una etapa que en otras. En la primera etapa que es la exploración de los campos petroleros existen bases de datos que almacenan los datos de Geoquímica, otras los de Petrofísica, y de igual forma para registros geofísicos ó análisis a muestras de pozos y datos de adquisición sísmica. Las bases de datos principales a nivel internacional para este tipo de datos son: SARAG, FINDER, DIMS, LogDB, DIMS, AssetDB, SeisDB.

En una segunda etapa que es la del desarrollo de los campos petroleros se generan datos por pozo: datos básicos, eventos durante la perforación, eventos durante la producción, perforación, terminación, trabajos a pozos, documentos de pozo.

Los beneficios de publicar una estrategia de administración de información técnica de exploración y producción (ADITEP), son que reúne la información de varias de estas bases de datos en un solo sitio, permite la visualización en mapas georeferenciados y ligados a las bases de datos, además que se tiene la asesoría de personal con conocimientos de los procesos del petróleo y de la composición de las diferentes bases de datos que lo conforman para poder realizar consultas más elaboradas y precisas y en menor tiempo y desde cualquier oficina..

OBJETIVOS

- 1.- Mostrar como es la participación de un egresado de la carrera de Ingeniería Química en un proyecto de administración de información técnica de exploración y producción petrolera.
- 2.- Mostrar como se aplica parte del conocimiento adquirido durante la carrera de Ingeniería Química en el control de calidad del dato en la carga de información de Análisis PVT a una base de datos.
- 3.- Exponer como se aplica el conocimiento de informática y más concretamente de las bases de datos relacionales a un proyecto de administración de información técnica y cual es la conveniencia de aprender lenguajes para la manipulación de información en estas.

1. Justificación de un proyecto para la administración de información técnica.

1.1 Motivo de la existencia de proyectos de administración de información.

El cúmulo de información que una empresa puede almacenar es dependiente de la magnitud que esta tenga en cuanto a personal, variedad de productos o servicios y sus insumos. Para ocuparse de la tarea de almacenar y gestionar esta información se crearon programas computacionales conocidos como sistemas de gestión de bases de datos.

Un sistema de gestión de base de datos o DBMS (Database Management System) ayuda a los usuarios de sistemas informáticos a organizar y estructurar los datos y les permite un papel más activo en la gestión de estos. Los primeros sistemas de este tipo comenzaron a aparecer a finales de los años sesenta y comienzos de los setenta, desarrollándose inicialmente en grandes sistemas de computadoras para después popularizarse, a mini computadores, computadores personales y estaciones de trabajo.

Hoy día la gestión de bases de datos es un gran negocio, las compañías de software independientes y los vendedores de computadores facturan millones de dólares en productos de gestión de bases de datos anualmente, todo esto basado en la importancia de mantener la información verídica, confiable y oportuna para los usuarios.

Existen diferentes compañías que utilizando bases de datos y sus DBMS como herramientas prestan sus servicios de administración de información, creando además, software de aplicaciones que no solo permiten el almacenamiento, la recuperación de datos a través de consultas y el control de acceso e integridad de datos que ofrece una base de datos normal, sino que a través de sus diversas aplicaciones pueden realizar tareas como:

1. Ligar la información de bases de datos a diferentes objetos, tal como pueden ser documentos técnicos completos, escaneados y convertidos a formato PDF y que pueden ser localizados por cualquiera de sus atributos y visualizados dentro de la misma aplicación
2. Generación de mapas en formato .tif georeferenciados, si es necesario utilizan imágenes de satélite donde se localiza la información de la base de datos para producir reportes y presentaciones de la más alta calidad.
3. Simulación que integra el depósito de datos y los sistemas SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition” que en idioma Español podemos entender como “Sistemas de adquisición, control y supervisión del dato de plantas de proceso en tiempo real”).
4. Diseño, análisis, supervisión, diagnóstico y optimización de equipo ó líneas de proceso y servicios.

Enfocándonos al negocio de la explotación del petróleo, podemos decir que a nivel mundial existen muchísimas empresas y México, país productor de este importante hidrocarburo lo explota por medio de la paraestatal PEMEX, dicha paraestatal como otras empresas similares requiere de la administración de su información.

Un modelo integral del sistema de información para la industria petrolera puede incluir los sistemas técnicos de información además de los sistemas de gestión y administración y puede estar constituido por lo siguiente:

- Sistema de gestión y administración
- Sistema de Visualización de datos de Geología, Geofísica e Ingeniería Petrolera
- Sistema de interpretación Geofísica y Geológica
- Sistema de Interpretación de Datos de Exploración y Producción.
- Sistema para Diseño y Mantenimiento de Instalaciones
- Sistema de Simulación
- Sistema de Interpretación de Ingeniería de Pozos.
- Sistema para Registro de la Medición de Producción.
- Sistemas de Distribución y Ventas de Hidrocarburos

Los sistemas técnicos se alimentan de los datos generados en los procesos del negocio como son los siguientes:

- Sísmica procesada y estudios realizados anteriormente a la toma de decisión de iniciar la exploración de un campo petrolero.
- Evaluación del potencial petrolero.
- Interpretación sísmica, mapas regionales.
- Localizaciones aprobadas Mapas en profundidad.
- Estimación de reservas certificadas según modelo geológico estático.
- Estimación de reservas según modelo dinámico de yacimiento.
- Producción de yacimientos y análisis de calidad de fluidos.

Todo esto para facilitar el conocer y evaluar el desempeño integral de la organización a través de:

- Evaluación del potencial petrolero.
- Incorporación de reservas.
- Caracterización inicial y delimitación de campos petroleros.
- Desarrollo de campos y optimización.
- Explotación de yacimientos y distribución de hidrocarburos.

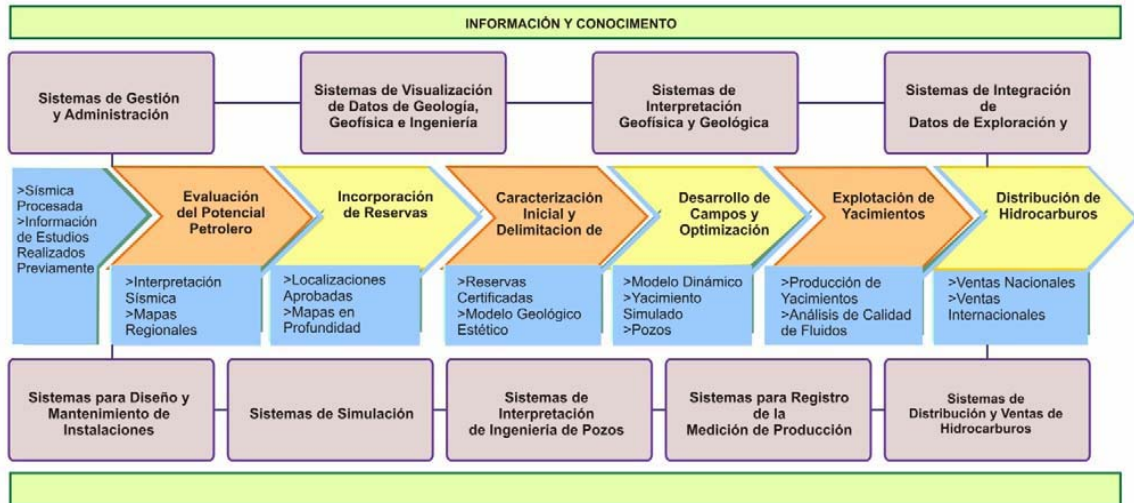
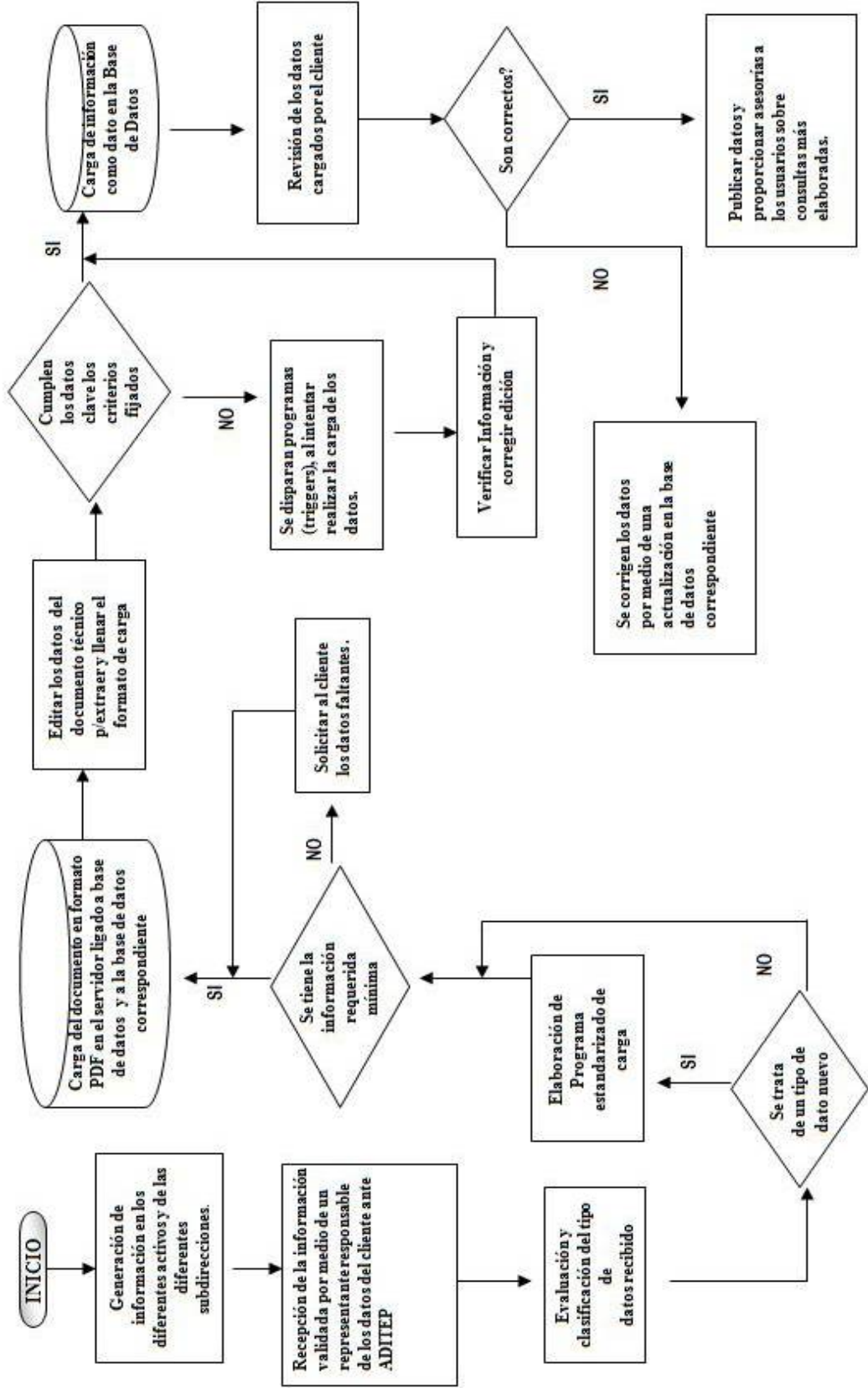


Diagrama de Interrelación entre los Sistemas de Información y Conocimiento de Exploración y Producción.

A continuación se presenta el diagrama de flujo del proceso de administración de información aplicado a la exploración y producción petrolera, el cual muestra a grandes rasgos las etapas que incluye y que pueden variar dependiendo del alcance ó necesidades de un proyecto en particular.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE ADMINISTRACION DE INFORMACION DE EXPLORACION Y PRODUCCION



1.2 Fundamento teórico de las bases de datos como piedra angular de la administración de información técnica

Como el elemento principal de los proyectos de administración de información son las bases de datos es importante revisar los diferentes tipos de estas y las ventajas que tiene el utilizar bases de datos relaciones con respecto a las otras.

1.2.1. Definiciones importantes.

Para definir claramente que es y como actúan las bases de datos es preciso definir primeramente un concepto importante:

1.2.1.1 ¿Qué es un sistema de gestión de bases de datos?

Antes de la introducción de los sistemas de la gestión de la base de datos, todos los datos almacenados permanentemente en un sistema informático, tales como la nómina y los registros de contabilidad, se almacenaban en archivos individuales. Un sistema de gestión de archivos, generalmente proporcionado por el fabricante del computador como parte del sistema operativo, llevaba la cuenta de los nombres y ubicación de los archivos. El sistema de gestión de archivos básicamente no tenía un modelo de datos; no sabía nada de los contenidos internos de los archivos. Para el sistema de gestión de archivos, un archivo que contuviera un documento de procesamiento de textos y un archivo que contuviera datos de nominas parecían ser iguales.

El conocimiento acerca del contenido de un archivo, que datos contenía y como estaban organizados estaba incorporado a los programas de aplicación que utilizaban el archivo.

En una aplicación de cualquier tipo, cada uno de los programas COBOL que procesaban el archivo maestro contenía una descripción de archivo (DA) que describía la composición de datos en el archivo. Si la estructura de los datos cambiaba por ejemplo al agregar o quitar columnas, todos los programas que accedían al archivo tenían que ser modificados. Como el número de archivos y programas crecía con el tiempo, todo el esfuerzo de procesamiento de datos se perdía en mantener aplicaciones existentes en lugar de desarrollar otras nuevas.

El problema de mantener grandes sistemas basados en archivos condujo a finales de los setenta al desarrollo de los sistemas de gestión de bases de datos. La idea detrás de estos sistemas era sencilla, tomar la definición de los contenidos de un archivo y la estructura de los programas individuales y almacenarla junto con los datos, en una base de datos. Utilizando la información de la base de datos, el DBMS (Sistema administrador de base de datos) que la controlaba podría tomar un papel mucho más activo en la gestión de los datos y en los cambios a la estructura de la base de datos.

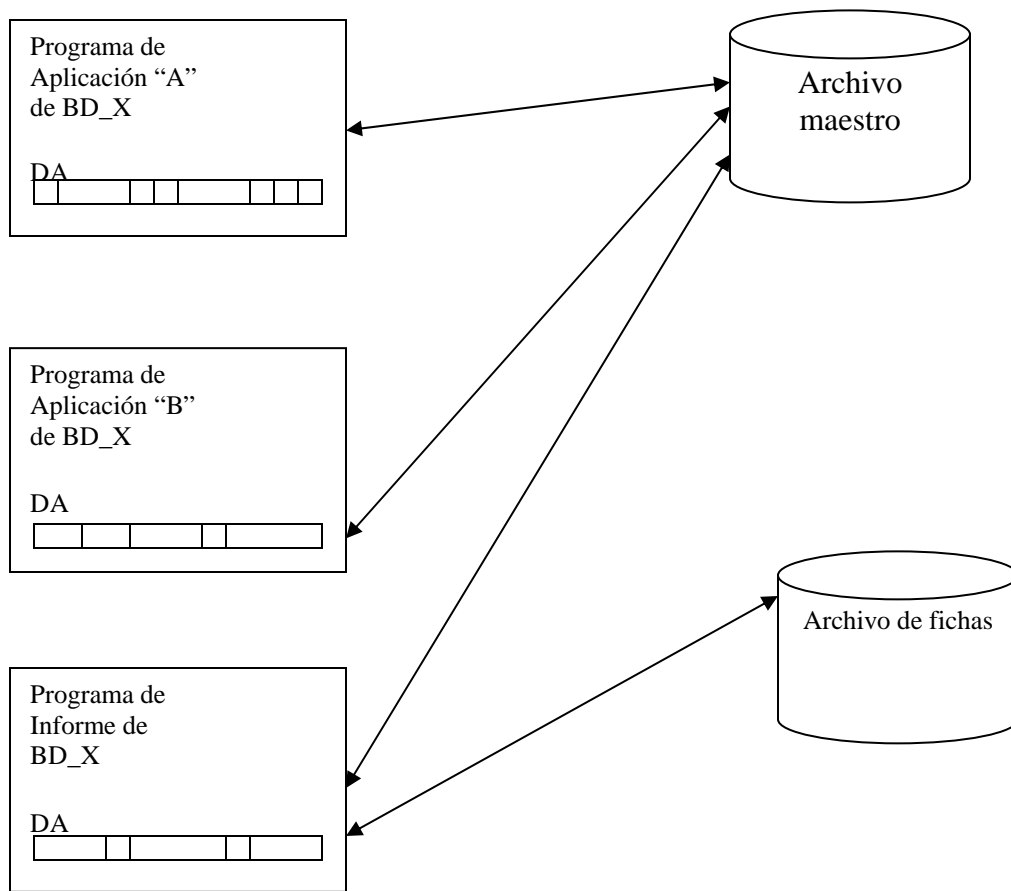


FIG. 1.2.1 Esquema de un sistema de gestión de archivos.

1.2.1.2 ¿Qué es un modelo de datos?

Los sistemas de gestión de base de datos organizan y estructuran los datos de tal modo que puedan ser recuperados y manipulados por usuarios y programas de aplicación. Las estructuras de los datos y las técnicas de acceso proporcionadas por un DBMS particular se denominan su modelo de datos. El modelo de datos determina la personalidad de un DBMS, y las aplicaciones para las cuales esta particularmente bien conformado.

1.2.2. Modelos de bases de datos.

Cuando la gestión de base de datos se popularizó durante los setenta y los ochenta emergió una diversidad de modelos de datos. Cada uno de estos primeros modelos tenía ventajas y desventajas que jugaron papeles importantes en el desarrollo del modelo de datos relacional. Se mencionará a continuación los tres más sobresalientes. El modelo de datos relacional representó un intento de simplificar los modelos de datos anteriores.

1.2.2.1 Bases de datos Jerárquicas.

Cuando existe una estructura jerárquica natural en un sistema que deseamos representar en una base de datos podemos aplicar un modelo de datos jerárquico. En este modelo, cada registro de base de datos representa una parte específica de un todo. Los registros tienen una relación padre/hijo, que liga cada elemento a un sub-elemento y así sucesivamente.

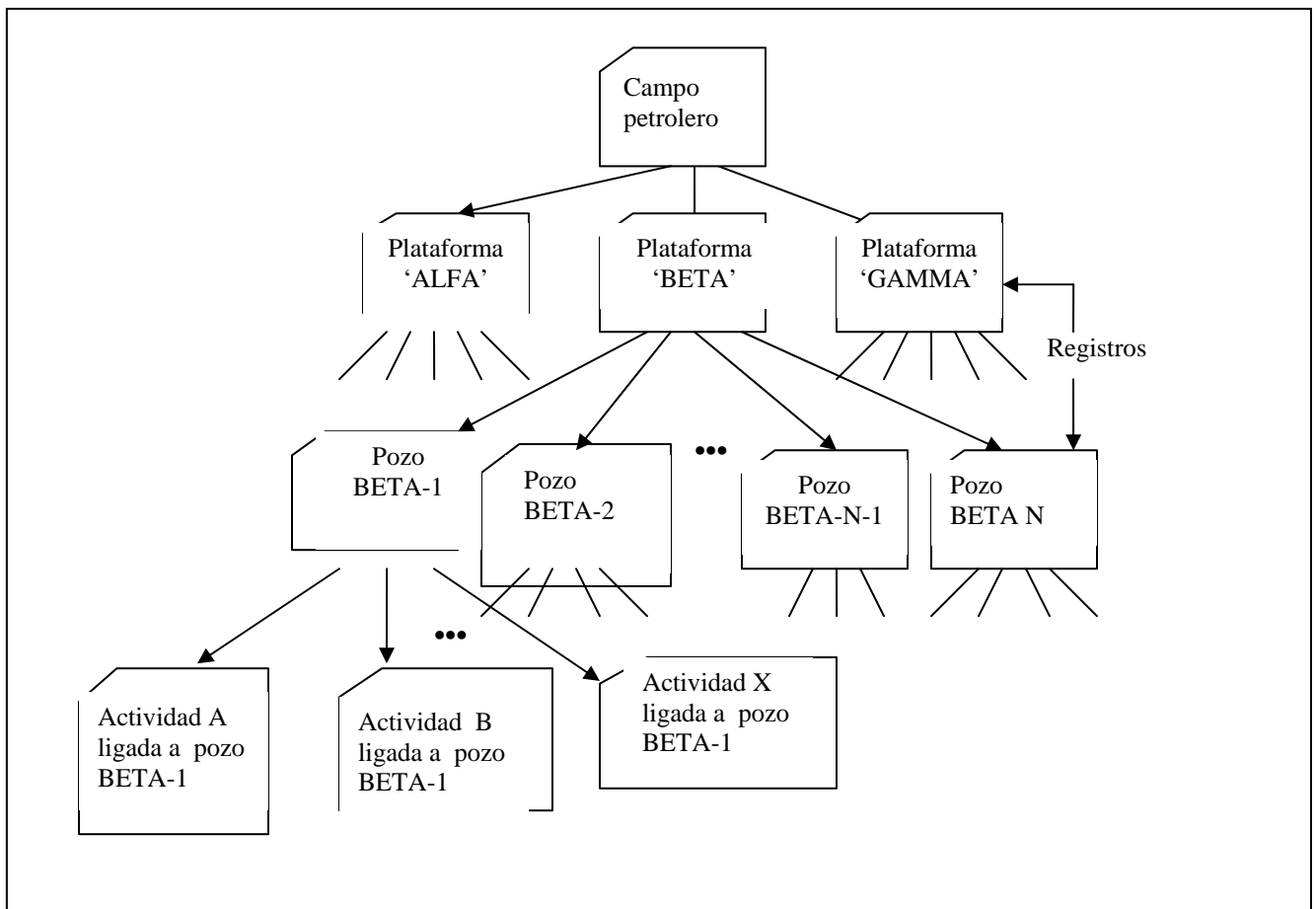


Figura 1.2.2.1. Una base de datos jerárquica

La recuperación de los datos en una base de datos jerárquica requiere por tanto navegar a través de los registros, movernos hacia arriba, hacia abajo y hacia los lados un registro cada vez.

Uno de los sistemas de gestión de base de datos jerárquica más populares fue el Information Management System (IMS) de IBM

1.2.2.2 Bases de datos en red.

La estructura sencilla de una base de datos jerárquica se convierte en una desventaja cuando los datos tienen una estructura más compleja y donde un elemento pueda participar en varias relaciones padre/hijo diferentes tal como se muestra en la Fig. 1.2.2.2.

La estructura de este tipo de datos simplemente no se ajusta a la jerarquía estricta del sistema del IMS de IBM

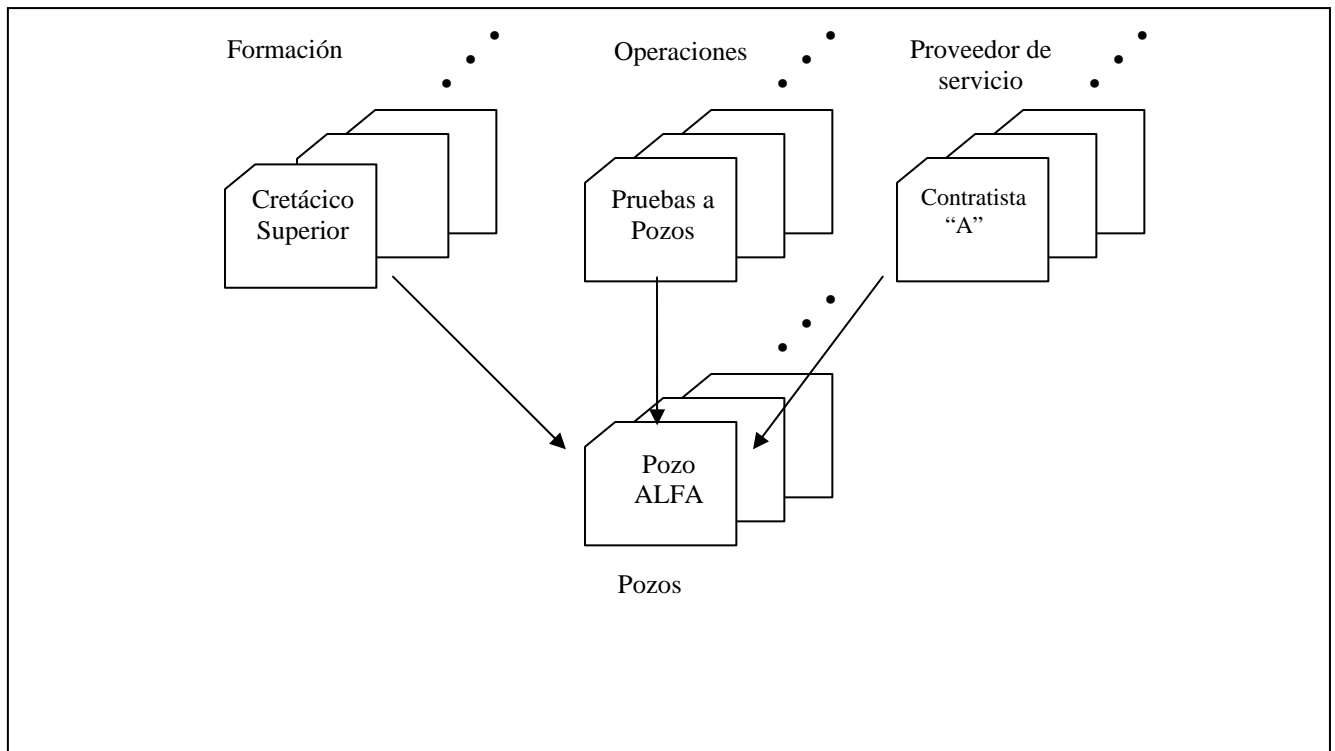


Fig. 1.2.2.2. Múltiples relaciones padre/hijo.

Para manejar aplicaciones tales se desarrollo un nuevo modelo de datos en red. El modelo de datos en red extendía el modelo jerárquico permitiendo que un registro participara en múltiples relaciones padre/hijo como se muestra en la figura 1.2.2.2. Estas relaciones son conocidas como conjuntos en el modelo de red. En 1971 la conferencia sobre Lenguajes de Sistemas de Datos publicó un estándar oficial para bases de datos en red, que se hizo conocido como el modelo CODASYL.

Durante los años setenta, compañías de software independientes se apresuraron a adoptar el modelo de red, creando productos tales como el IDMS de Cullinet, el Total de Cincom y el DBMS Adabas que se hizo muy popular.

Acceder a una base de datos en red era muy similar a acceder a una base de datos jerárquicos. Una vez mas el programador tenía que recorrer la base de datos, registro a registro, especificando esta vez la relación además de indicar la dirección que debía recorrer.

Las bases de datos en red tenían varias ventajas:

- Flexibilidad.
- Normalización debida al estándar CODASYL.
- Rendimiento a pesar de su superior complejidad.

Las bases de datos en red tenían sus desventajas también, al igual que las bases de datos jerárquicas ya que resultaban muy rígidas. Las relaciones de conjunto y la estructura de los registros tenían que ser especificadas de antemano. Modificar la estructura de la base de datos requería típicamente la reconstrucción de bases de datos completa.

Para responder una consulta a la base de datos un programador tenía que escribir un programa que recorriera su camino a través de la base de datos. La anotación de las peticiones para informes a medida duraba con frecuencia semanas o meses y para el momento que el programa estaba escrito la información ya no era necesaria.

1.2.2.3 El modelo de datos relacional.

Las desventajas de los modelos jerárquicos y en red condujeron o a un intenso interés en el nuevo modelo de datos relacional cuando fue escrito por primera vez por el Dr. Codd en 1970. El modelo relacional era un intento de simplificar la estructura de las bases de datos. Eliminaba las estructuras de las bases de datos explícitas padre/hijo, de la base de datos y en su lugar representaba todos los datos como sencillas tablas fila/columna de valores de datos.

Una base de datos relacional es una base de datos en donde todos los datos visibles al usuario están organizados estrictamente como tablas de valores y en donde todas las operaciones de la base de datos operan sobre esas tablas.

La Fig. 1.2.2.3 muestra ejemplo de algunas de las columnas de las tablas involucradas en la aplicación de una base de datos relacional al dato de información petrolera.

Tabla Campos					
CVE_CAMPO	NOMBRE_CAMPO	REGION	FECHA_INICIO_PERF		
00150	CAMPO AYG SUR	20200	2000/11/09		
00127	CAMPO AYG OTE	78000	1996/04/02		
00256	CAMPO AYG PTE	30000	2002/04/08		
00344	CAMPO AYG NTE	16756	2006/10/01		
.					
.					

Tabla Pozos					
CVE_POZO	NOMBRE_POZO	PROFUNDIDAD TOTAL	FECHA_INICIO	FECHA_FIN	CVE_CAMP
112963	BETA-1	2200	2000/06/09	2002/05/18	00150
112975	BETA-2	2598	2001/04/02	2002/06/08	00150
113280	DELTA-N	1801	2007/03/04	2007/12/30	00344
....					
....					

Tabla Operaciones					
CLAVE_OPERACION	NOMBRE_OPERACION	FCHA_INIC	FECHA_FIN	CVE_POZO	PROV_SERVICIO
567899	AFORO DE POZO	2002/09/05	2002/09/05	112975	OPERSER-MEX S.A.
567915	ANALISIS PVT	2002/06/09	2002/06/20	112975	LABSEC
567912	PRUEBA PRESION DE FONDO	2004/10/01	2004/10/03	113015	OPERSER-MEX S.A.
568315	ANALISIS ESPECIALES	2007/06/24	2007/06/31	113254	GEOQUIM S.A.

Fig. 1.2.2.3. Tablas de una base de datos relacional

Las columnas de una tabla tienen un orden de izquierda a derecha, que se define cuando la tabla se crea por primera vez. A diferencia de las columnas, las filas de una tabla no tienen un orden particular. Naturalmente se puede solicitar por medio de una instrucción del lenguaje estructurado de consulta (SQL) que ordene las filas antes de visualizarlas, pero el orden de clasificación no tiene nada que ver con la disposición efectiva de las filas dentro de la tabla.

Puesto que las filas de una tabla relacional no están ordenadas no se puede seleccionar una fila específica por su posición en la tabla, la manera como se selecciona es por medio de una columna o combinación de columnas llamadas claves primarias que toda tabla debe contener. La clave primaria tiene un valor único diferente para cada fila de la tabla, de modo que no hay dos filas de una tabla que sean duplicados exactos una de la otra. Una tabla donde cada fila es diferente de todas las demás se llama una relación en términos matemáticos. El nombre base de datos relacional proviene de este término.

Una de las principales diferencias entre el modelo relacional y los modelos de datos primitivos es que los punteros explícitos, tales como las relaciones padre /hijo de una base de datos jerárquicos están prohibidos en la bases de datos relacionales. Obviamente estas relaciones siguen existiendo en bases de datos relacionales. La relación esta representada por valores de datos comunes almacenados en las dos tablas. Uno de los objetivos principales del lenguaje SQL es permitir recuperar de la base de datos, datos relacionados manipulando estas relaciones de un modo sencillo y directo.

Una columna de una tabla cuyo valor coincide con la clave primaria de otra tabla se llama clave ó llave foránea. Una tabla puede tener más de una clave foránea si esta relacionada con más de una tabla adicional, estableciendo relaciones como las que se presentaban en las bases de datos en red, dándole toda la potencia del modelo en red, para expresar relaciones complejas.

De las secciones de tabla presentadas en la Fig. 1.2.2.3 en la tabla “POZOS” se tiene una columna del tipo clave (llave) primaria llamada CVE_POZO y es a la vez clave foránea en la tabla “OPERACIONES” por medio de estas columnas podemos establecer relaciones para realizar consultas y otras operaciones de bases de datos.

Por medio de la utilización de consultas más elaboradas que las que se pueden obtener por medio de filtros accesibles en el manejo básico de hojas de cálculo ó de bases de datos construidas bajo el esquema de otros modelos se pueden crear reportes como de los datos necesarios a gusto del cliente. Por ejemplo un cliente podría obtener rápidamente un reporte de los pozos que se encuentren en el campo petrolero bajo su administración produciendo a una profundidad mayor a 4000 m, indicando la formación geológica de cada pozo, con que relación gas aceite producen y de que grados API es el aceite obtenido, desde cuando están en operando, etc. Como esta información del ejemplo anterior se encuentra en varias tablas lo único que tendríamos que hacer es establecer en el código de la consulta la relación correcta entre columnas de las tablas llamadas llaves

(ya sea primaria o secundaria) y nos devolvería un listado exacto de lo que desea el cliente.

La diversidad de las consultas que se pueden necesitar es grande pero solo basta estar familiarizado con las tablas de una base de datos y sus columnas llave para crear el código correcto para la consulta

Resumiendo podemos decir que el negocio del petróleo involucra muchas actividades que generan información de diversas áreas del conocimiento y es compartida por varios especialistas, mucha de esta información se almacena en columnas llamadas campos en una tabla de bases de datos y elementos particulares de esa columna pertenecientes a una fila determinada llamados registros pueden ser de interés y por lo tanto pueden ser consultados más fácilmente si se utiliza una base de datos relacional.

2. Generación de información durante las actividades técnicas y operacionales básicas involucradas en la exploración y producción del petróleo.

Existen muchas fuentes de datos disponibles, estos datos pueden ser obtenidos antes, durante y después de la perforación del pozo

La forma más rápida y menos cara de obtener información acerca de yacimientos ó pozos es a través de bases de datos de fuentes gubernamentales o privadas que aventuradamente venden el dato. Los pozos regionales o en arreglo cercanos perforados y completados, también pueden proveer de información al Ing. de Yacimientos, ya que muchos parámetros y propiedades del yacimiento suelen ser bastante similares dentro de una misma área regional.

De la generación y requerimientos de información durante cada una de las etapas principales en la vida de un pozo se explica a continuación:

Los yacimientos de hidrocarburos son volúmenes discretos de roca que contiene fluidos de compuestos de hidrógeno, carbono y oxígeno, los fluidos ocupan poros, conductos y fracturas en las rocas, las fuerzas como las geológicas y de gravedad pueden causar que los fluidos se muevan cuando una presión diferencial existe.

Los yacimientos sub-superficiales tienen características y propiedades claves para identificar la probabilidad de existencia de aceite y gas del petróleo, estas son:

- Profundidad a la que se encuentran.
- Bases geológicas-Origen de rocas.
- Geometría, espesor, área extendida, volumen, trampas que los limitan.
- Tipo de roca.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Distribución de presión.
- Temperatura.
- Distribución de contenido de fluido.
- Heterogeneidad compartimientos, fracturas, fallas, capas, fuerzas mecánicas.

A su vez las propiedades de fluidos sub-superficiales dependen de la química de los hidrocarburos y de la temperatura y presión, comportamiento de fases y punto de rocío. Estas propiedades cambian cuando los fluidos son traídos a la superficie. Estos fluidos se clasifican para su explotación en cuatro tipos que tienen valor económico.

Gas seco	Es gas a las condiciones del yacimiento y en la superficie
Gas Húmedo	Gas a las condiciones del yacimiento y se separa en líquido y gas a las condiciones de superficie
Condensado	Gas en el yacimiento líquido en la superficie

Aceite Negro	Aceite viscoso tanto en el reservorio como en la superficie, varia su densidad
Aceite Volátil	Aceite en el yacimiento cuyas propiedades varían altamente entre las condiciones del yacimiento y la superficie.

2.1 Actividades técnicas y operacionales básicas involucradas en exploración y producción del petróleo donde el Ing. Químico puede intervenir

En la vida de un yacimiento hay 4 etapas principales de diferente costo comercial.

- Exploración. Etapa donde el yacimiento es descubierto y su contenido comienza por ser definido y entendido.
- Delineación. El tamaño y extensión del yacimiento es delineado y los parámetros del yacimiento son delineados y evaluados.
- Desarrollo. El entendimiento del yacimiento mejora y la producción del campo crece tanto como los pozos son perforados, completados y puestos en marcha.
- Madurez. El yacimiento es bien entendido, la producción, infraestructura e instalaciones son optimizadas, y la producción es administrada así como el aceite es extraído. Procesos de recuperación secundaria son utilizados.

2.1.1 Exploración.

Hace 100 años los geólogos que buscaban el petróleo lo encontraban fácilmente, prácticamente no había geocentistas, los pozos eran fácilmente descubiertos y perforados cerca de las emanaciones en superficie, pero los descubrimientos posteriores se hicieron más difíciles y la tecnología cobro importancia.

Uno de los métodos para identificar prospectos de yacimientos es el **análisis sísmico**, el cual se obtiene de generar fuertes vibraciones en la superficie terrestre o en el mar generando ondas que viajan atravesando las diferentes capas de la tierra y retornan al chocar con una superficie que no pueden atravesar, registrándose al retornar en sensores llamados geófonos para el caso de mediciones en tierra o hidrófonos para el caso de registros en zonas acuíferas, esto es posible midiendo el tiempo que tarda en regresar el disturbio y por medio de correlaciones de velocidad para las diferentes capas, se obtiene la profundidad a la que se encuentran los diferentes estratos de tierra para toda la extensión que se desea explorar.

El análisis sísmico identifica prospectos, reduce el riesgo de pozos secos, usa la experiencia tecnológica, mejora la probabilidad de encontrar hidrocarburos y estimar el volumen, previene costos de inversiones en campos que no reeditarían la inversión.

Los geólogos estudian la evolución y características de la tierra, incluyendo a los geólogos especializados en Petróleo quienes estudian el desarrollo del petróleo, por investigación de rocas y su historia. Desarrollan descripciones sub-superficiales de campos descubiertos y ayudan a planear la perforación del pozo.

Los petrofísicos analizan los registros eléctricos de pozos e información de perforación tales como núcleos y cortes con el objeto de determinar el potencial del yacimiento y características de sello. También exploran la superficie pero principalmente con el uso de tecnología en la forma de densidad magnética o estudios sísmicos. Estas

disciplinas frecuentemente se traslapan y colaboran para optimizar el esfuerzo de exploración.

Uno de los primeros procesos en el análisis regional es la obtención de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos, los datos vienen de mapas geológicos, fotos aéreas y más aún datos de los primeros pozos en un campo pueden ayudar a inferir condiciones sub.-superficiales, también pueden haber sido tomados datos previos de sísmica, magnéticos, o de densidad en el área y estar disponibles para la compra. Estos procesos suelen ser los menos caros.

El segundo paso del análisis regional es la interpretación de los datos ya tomados, con el propósito de definir con más precisión las estructuras sub-superficiales y la estratigrafía. El proceso del trazado sísmico sintetizado en imágenes interpretadas de la sub-superficie algunas veces toma algunos meses.

El siguiente paso en la exploración es tomar las decisiones acerca de perforar un pozo incluyendo la localización óptima en base al estimado de reservas, la consideración del factor de riesgo, y el análisis ambiental. El tiempo para perforar un pozo puede variar entre varias semanas a un año.

Perforación exploratoria. Durante la perforación inicial mucha atención es puesta en la información proveniente de cortes que surgen al perforar, los núcleos que se extraen al perforar con una broca especial que es hueca en el centro y forma en su interior bloques de roca cilíndrica de alrededor de 10 m. por sección llamados núcleos y en registros eléctricos que dan información de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y presencia de hidrocarburos.

Cuando el objetivo es encontrado también deben ser determinadas las cantidades y tipos de hidrocarburos presentes. Esto implica un análisis detallado de registros geofísicos (logs) del pozo y pruebas del fluido.

2.1.2. Delineación del yacimiento.

De la delineación del yacimiento se deben conocer las técnicas de estimación de reservas, los conceptos de geología del reservorio, tipos de fluidos en el reservorio, presión, composición del yacimiento, mecanismos de explotación, evaluación de la formación, prueba de pozos, desarrollo y planeación económica, técnicas de recuperación sobresalientes.

El profesional encargado de evaluar los datos del yacimiento y pozo disponibles y hacer las mejores predicciones posibles para determinar el potencial de recuperación y el éxito comercial de un campo es el Ingeniero en Yacimientos, que es el encargado de unir

los diferentes puntos de vista de los otros especialistas que participan antes y después de la delineación del yacimiento. Para poder hacer un estimado del contenido de aceite (petróleo) en el yacimiento se puede utilizar la siguiente expresión:

$$N = (Vb) (\emptyset) (1-Swi) / Boi \quad \dots \quad (1)$$

Donde:

N = Volumen de aceite original en sitio (Barriles estándar por día, BSTD).

Vb= Volumen del bloque estimado de yacimiento (Barriles a condiciones del yacimiento);

$$Vb= (A) (h)$$

A = Área estudiada en el trazado sísmico con alta probabilidad de existencia de aceite.

h = Altura que tiene el yacimiento descontando la longitud de agua y la del gas.

\emptyset = Porosidad que estimaron los petrofísicos para la roca del yacimiento (adimensional)

Swi= Saturación de agua de la roca del yacimiento (adimensional).

Boi = Factor de Formación de volumen de aceite *f* (T yac., P yac, T y P estándar). Adimensional.

$$\text{Reservas estimadas} = (N) \times (\text{Factor de recuperación}) \quad \dots \quad (2)$$

El factor de recuperación es estimado de la morfología del yacimiento estudiado, si se determino que el yacimiento esta compuesto de aceite mezclado con el gas el factor de recuperación tendrá un valor, si se determino que el yacimiento esta compuesto por un depósito de agua en el fondo, este factor tendrá otro valor, y si se compone de una capa de aceite presurizada por una capa de gas en el tope, este factor tendrá un valor distinto.

Una predicción del gasto que se tendría en Barriles std. /día puede ser obtenido por la siguiente ecuación:

$$q = 7.08 (k) (h) (P_{yac} - P_f) / ((\mu_o) (Bo) \ln (R_d / R_b)) \quad \dots \quad (3)$$

Donde:

q= flujo de aceite producido (barriles atm/día)

k = Permeabilidad efectiva al aceite (mili Darcy)

h= Altura que tiene el yacimiento descontando la longitud de agua y la del gas (pies)

P yac= Presión inicial en el nivel medio del yacimiento (psia).

Pf = Presión en el fondo del pozo cuando este esta fluyendo (psia)

μ = viscosidad (cp)

Boi = Factor de Formación de volumen de aceite *f* (T yac., P yac, T y P estándar).

Rd= Radio de drenaje

Rb =Radio del barreno de perforación del pozo.

Es importante resaltar que la solicitud de datos relevantes durante el desarrollo del pozo es frecuentemente responsabilidad del Ingeniero en yacimientos. Una planeación cuidadosa antes de iniciar un proyecto arrojará grandes dividendos.

2.1.3 Desarrollo de un campo

Para desarrollar un campo, después que se ha analizado toda la información disponible o generada, y sí los registros tomados en el hueco abierto del primer pozo que es exploratorio indican la existencia de petróleo, se procede a la actividad de planeación.

La planeación del desarrollo de un campo incluye proyectar el tiempo de vida del campo, número y tipo de pozos, espaciado en área, programación de perforación, requerimientos de costos de las instalaciones de proceso y de servicios en superficie y/o en instalaciones costa afuera, costos de operación y de servicios, sistemas de distribución, y finalmente evaluación económica que incluye el Valor Neto Presente, la tasa de recuperación y el riesgo, y finalmente el costo en que los hidrocarburos pueden ser vendidos.

Después de la planeación se procede a la perforación de los pozos planeados.

2.1.3.1 Perforación de un pozo.

La información relevante para esta tesis es la información que se genera durante esta etapa pero para poder entenderla es necesario explicar a grandes rasgos las actividades desarrolladas durante esta etapa.

El esquema de trabajo incluye una maquinaria que incluye un gran tambor a nivel de piso de plataforma que embobina una cuerda metálica llamada línea de perforación esta línea sube y atraviesa un juego de grúas o malacates de varias cuerdas en el tope de la torre de perforación, al bajar de ahí la línea de perforación sostiene un gran gancho que suspende los elevadores que son un juego de pinzas que sirven para agarrar y trasladar los elementos que conformaran el aparejo de perforación o el tubo que protegerá a la tubería de producción. Este sistema de elevación permite también levantar y bajar el aparejo de perforación, tantas veces como sea necesario y añadir más elementos para alcanzar profundidades mayores, ó cambiar la barrenas que es el elemento que perforará la roca y que esta colocada en el extremo inferior del aparejo.

El aparejo atraviesa la plataforma de perforación conectándose a un sistema llamado mesa rotaria en la que se encuentra el Kelly que es el tubo que conectara a la parte alta de aparejo, este tubo de alrededor de 13 m. Tiene una sección hexagonal que se ajusta esté por un mecanismo de dos piezas que lo aprisiona al cerrarse y que sirve para aplicar en el una fuerza de torca que se ejerce en la misma mesa y que permite que gire con gran fuerza para ir roscando cada nueva sección e impulsar el aparejo penetrando hacia abajo.

La torre de perforación incluye un sistema de circulación de lodos de perforación que son fluidos altamente densos bombeados por bombas de desplazamiento positivo al centro interior del aparejo de perforación por encima de la mesa rotaria y se inyectan por la parte extrema inferior del aparejo a través de una boquilla en la barrena de perforación inundando y llenando el ánulo que queda entre el hueco de perforación y el aparejo para extraer los cortes de roca que se van generando por medio de arrastre, cabe mencionar que hay diferentes tipos de lodos ya sea de base agua o aceite y que la selección de estos es toda una ciencia, estos lodos están en constante reciclaje para lo cual se debe contar con tanques de almacenamiento tanto de lodos reciclados como de lodos nuevos, tamizadores para eliminar las rocas, grandes, desarenadores y desaladores para las partículas minúsculas, y degasificadores.

Otra función de los lodos de perforación es permitir el control del pozo, pues cuando los fluidos de formación penetran al hueco que se esta perforando y estos están a presiones que pueden salir de control puede ocurrir una explosión, con los lodos de perforación se previene esto ya que los fluidos de formación no pueden atravesarlos fácilmente y pueden detectarse al irse infiltrando en ellos, por lo cual se requiere de un análisis constante de lodos antes de recircularlos y artefactos mecánicos, tales como indicadores de nivel en la fosa de lodos y medidores de flujo que disparan alarmas y alertan a la cuadrilla trabajando en plataforma en caso de un incremento anormal.

Sí es necesario, el pozo puede ser cubierto con preventores de explosión (BOP) , que no son otra cosa que válvulas que soportan altas presiones operadas hidráulicamente diseñadas para sellar el espacio anular alrededor del aparejo de perforación con elementos de goma, o sellar el hueco perforado completamente por medio de pistones hidráulicos de metal que lo atraviesa. Los BOP's deben ser instalados en el tope del pozo aún antes que la perforación inicie.

Para poder tomar medidas de ciertas propiedades son colocados instrumentos acoplados en la parte baja del aparejo de perforación cerca de la barrena dentro de conectores especiales para tomar medidas de ciertas propiedades asistiendo el procedimiento de perforación direccional. Estos instrumentos contienen sensores los cuales pueden medir la inclinación y dirección en la cual el pozo esta comenzando a perforarse. Este dato es transmitido a la superficie. Ahí el perforador monitorea las condiciones en tiempo real.

Muchas herramientas transmiten información en la forma de pulsos en el lodo de perforación, estos pulsos transmiten la información del fondo hasta la superficie. Una herramienta de este tipo transmitirá datos exactos y a alta velocidad de: la inclinación, azimuth (componente horizontal de la dirección medida en grados) y orientación, también puede medir propiedades de roca, torca y peso en la barrena.

2.1.3.2 Construcción del pozo.

Para que un pozo pueda ser una estructura firme que pueda proteger de derrumbes mientras se esta perforando y proteger más tarde a la tubería de producción sin que esa sea dañada por derrumbes o ser atacada por substancias del fondo de la tierra, se coloca primeramente tubo de 75 cm., aproximadamente en el primer hueco que deja la barrena de perforación hasta una profundidad de 30 m. para prevenir de colapsos en formaciones no consolidadas. Este direccionador de tubos de cubierta guiara los otros tubos protectores que irán disminuyendo de diámetro conforma se avance en la perforación.

Los siguientes 900 m. aproximadamente se perforaran con una barrena de 65 cm., se jalará el aparejo de perforación fuera hasta la superficie y se bajara la siguiente sección de tubo protector de 50 cm. de diámetro. Cemento bombeado escurrirá hacia el interior en el ánulo que se forma entre el hueco que deja la barrena y el tubo protector, cuando endurece este cemento actúa como una coraza que le da fortaleza a la estructura y sella el espacio anular entre el tubo coraza y el hueco perforado.

Una vez que el cemento se ha colocado, se instala un cabezal bridado al tope de la superficie del tubo protector que puede ser conectado al preventor de explosión antes de perforar la siguiente sección de ahondamiento del pozo.

La siguiente sección del hueco se perfora con una barrena de aproximadamente 44 cm. de diámetro, se saca el aparejo y se introduce la siguiente sección de tubo protector de alrededor de 33 cm. hasta una profundidad cercana a la sección de producción , se cementa esta sección también y todo el proceso se repite con la sección de producción que se perfora con una barrena de 30 cm., colocando tubo de 24 cm. aprox. , una vez que las herramientas sensoras detectan que se ha llegado a la zona de producción en el fondo del pozo se detonan explosivos, los disparos perforan el tubo protector y el cemento, se introduce la tubería de producción de 4.5 pulgadas de diámetro externo (11 cm. aprox.) que transportará los fluidos de formación hasta la superficie.

El anulo entre la cubierta protectora y la tubería de producción se sella con un fluido que funciona como empaque y en el tope se sustituye el preventor de explosión por un juego de válvulas conocido como árbol de válvulas que controlara los hidrocarburos una vez que suben a la superficie. La construcción del pozo llega a su fin y la producción ha comenzado.

2.1.4 Maduración del yacimiento y de los pozos.

En esta etapa todos los datos provienen de la producción. En México y en la región que corresponde a esta tesis no hay transformación de los hidrocarburos obtenidos en derivados del petróleo, por lo cual todos los datos obtenidos son de pruebas de presión en el fondo y aforos del pozo para predecir si se puede seguir produciendo por un tiempo prolongado a la razón en que se esta obteniendo los fluidos ó si el pozo requiere de una

estimulación para una recuperación secundaria ó terciaria de hidrocarburos, en caso de existir un daño en la formación. Además se requiere de los análisis de los fluidos para determinar la composición y efecto de sustancias que se utilizan para estimulación en la producción del aceite y gas.

2.2 Etapas de la exploración, perforación y producción donde el Ingeniero Químico puede intervenir.

Durante la exploración así como en cualquier proyecto que involucre instalaciones para el manejo, almacenamiento y control de fluidos ya sea de proceso ó de los servicios requeridos, se necesita del conocimiento del Ingeniero Químico, aunque si bien es cierto el Ingeniero Petrolero es ocupado en mayor proporción por su especialización en la materia, el Ingeniero Químico tiene el conocimiento tanto de todas las operaciones unitarias, como de el equipo y los conocimientos termodinámicos involucrados.

En la exploración de campos petroleros se necesitan instalaciones para la preparación de lodos, cementos, análisis de lodos así como de las muestras que se van obteniendo durante la exploración de estos.

Durante la producción se extraen fluidos que incluyen hidrocarburos combinados con alguno o todos de estos componentes: agua, sulfuro de hidrógeno gaseoso y dióxido de carbono también gaseoso. Los fluidos producidos son clasificados como: gas metano, aceite crudo y gas natural ó gas licuado del petróleo. La composición de los fluidos producidos tiende a variar de un campo a otro. Las instalaciones en superficie necesarias para cada campo entonces también van a variar y necesitan ser diseñadas de acuerdo a las razones de producción, presiones y temperaturas de producción además también de las características de los hidrocarburos. Otro factor importante que influencia el diseño es que la naturaleza de los fluidos cambia con el tiempo. A mayor complejidad de los fluidos producidos, mayor será la complejidad del diseño de las instalaciones en superficie.

Después de que los fluidos producidos alcanzan la superficie y son canalizados a líneas de flujo, ellos pasan a un sistema de separación que es la primera etapa en las instalaciones de superficie y que incluyen tanques separadores por gravedad, y trenes de separación de dos fases o tres fases, que separan el gas de los líquidos encontrados en el fluido producido, los líquidos pueden ser aceite o aceite y agua.

Mientras la separación es generalmente el primer proceso en superficie, otros equipos pueden ser instalados corriente arriba para mejorar el proceso de separación. Bombas que inyectan químicos para el rompimiento de emulsiones, protección contra la corrosión, equipo de calentamiento para inducir la separación, equipo para remover el agua para reducir el tamaño del separador y el tiempo requerido.

Una vez que el aceite, agua y gas han sido separados ellos necesitan ser colectados y distribuidos. Cuando esta listo para transferir a venta el aceite, es comúnmente bombeado de un tanque de almacenaje presurizado a un sistema de transferencia operado automá-

ticamente, donde se monitorea con precisión los volúmenes de aceite que pasan por él. Lo siguiente es el transporte a refinerías por tuberías ó por pipas.

El agua separada del gas y del aceite es recolectada y bombeada ya sea para uso de las plataformas de perforación o habitacionales o bien es inyectada nuevamente en la formación para que facilite la elevación de los hidrocarburos remanentes en el yacimiento ya que son menos densos.

El gas que se venderá posteriormente es transferido a través de un medidor de orificio, que mide los volúmenes de gas y es impulsado a través de las líneas de tubería con la ayuda de un sistema de compresión, si el gas no es comerciable puede ser reinyectado dentro de la formación producida para mantener la presión de los pozos.

Además del diseño de las instalaciones antes mencionadas también el Ingeniero Químico participa en el diseño de instalaciones para pruebas regulares durante el desarrollo de los pozos y en el proceso de las mismas pruebas, como son los análisis de agua, análisis PVT de muestras, y pruebas de presión producción.

En México y en la región que atañe a esta tesis la producción se limita únicamente al almacenaje y transporte de los fluidos de yacimiento ya separados en gas y aceite sin pasar por el proceso de refinación por lo tanto la labor del I.Q. solo se ve de alguna manera restringida

3. Aplicación de control de calidad de la información al caso específico del Análisis PVT.

La labor de un administrador de información de Exploración y Producción petrolera requiere además de cierta capacitación en informática, tener estudios por lo menos una carrera relativa a la explotación del petróleo. Consiste en tratar de conocer los términos, actividades, y procesos involucrados al mayor grado posible, ello requiere tiempo y estar en constante capacitación. Incluye además la procura y entrega de información por medio de consultas en SQL en la base de datos, o búsqueda de información con los especialistas que la generan si es que no se cuenta todavía con ella como documento o dato electrónico, generación de reportes de los datos solicitados con respecto a los pozos, campos petroleros y distritos administradores en diferentes formatos, manejo de sistema operativo para redes como lo es UNIX para manipular la información de un servidor a otro con las debidas precauciones de seguridad en la información, conocimiento de software de visualización y de aplicaciones de información a los usuarios, el conocimiento de lenguajes como Visual Basic que permiten la conjunción de las bondades de la programación en Basic y de las consultas en lenguaje SQL y además la entrega en formatos al alcance de cualquier usuario en un libro de trabajo de Excel en un tiempo de entrega que se reduce enormemente.

Es aconsejable haber participado en las actividades involucradas en todo el proceso o por lo menos tener conocimiento de los tiempos y requerimientos de estas actividades como son: La captura, escaneado, conversión de documentos, creación de índices a documentos, creación de meta-data¹, extracción de información de los documentos técnicos, procedimientos y tiempos de carga de los diferentes tipos de datos a la base de datos, modificaciones a tablas, códigos internos propiedad de la empresa a la que se le administrará la información, etc.

Además un administrador de información debe estar capacitado para detectar los errores y aplicar el control de calidad del tipo de dato del cual tenga mayor experiencia en su manejo de acuerdo a su carrera ó preparación, es aquí donde el tema de la tesis se trata más a profundidad.

Los diagramas de flujo que se mostrarán en el punto 3.3 permiten ilustrar como fluye la información, como se administra desde que el cliente entrega la información a la compañía que administrara el dato hasta su publicación a los usuarios. Esta publicación puede ser de diversos tipos, desde vistas generadas de las tablas de las bases de datos en forma de reportes que se tienen que actualizar constantemente, portales de información, acceso directo a la base de datos, ó bien, por medio de solicitud de la información del usuario a una mesa de servicio que proporcione la información vía Internet o de forma personal. La forma que se elige dependerá de los acuerdos entre ambas partes. Como el tema de la tesis se restringe al caso particular del análisis PVT, se aborda en el siguiente punto lo relevante de esta información.

¹ Meta-data es un archivo que contiene grandes volúmenes de información en filas y columnas ya organizadas para dispersarse en la base de datos por medio de software que sirve de interface entre este archivo que puede ser una hoja de calculo y la base de datos.

3.1. Qué es un análisis PVT y cual es su importancia para la industria petrolera.

Un análisis PVT como su nombre lo indica es un análisis que se le hace a una muestra de un fluido para conocer su comportamiento respecto a las variables: presión, volumen y temperatura.

También este análisis permite conocer la fracción molar con respecto a las variables, independientes: presión y temperatura.

El estudio PVT es de gran importancia en todo el proceso de explotación del petróleo, iniciando con la etapa de exploración de yacimientos, ya que coadyuva a determinar el tipo de yacimiento del que provienen los fluidos y las condiciones volumétricas en las que se encuentran, con la finalidad de poder establecer primero la cantidad aproximada de aceite que tiene el yacimiento² y poder calcular el volumen original en sitio. Después para poder conocer la viscosidad de los fluidos y así poder determinar la razón a la cual se va a explotar el yacimiento³. Además también permite establecer la mejor estrategia de separación en superficie ya que conociendo los volúmenes de gas y aceite que se obtendrán al salir el fluido generalmente bifásico a superficie, se pueden dimensionar los separadores, temperaturas de presión y temperatura de estos, el arreglo más conveniente, dimensionar y seleccionar sistemas de bombeo o transporte de los fluidos. Por otra parte se analiza el impacto de fluidos inyectados cuando es necesario para una segunda separación.

Resumiendo podemos decir que el análisis PVT apoya diferentes actividades de la industria petrolera como son:

- El cálculo del volumen original de hidrocarburos.
- El cálculo de las reservas remanentes.
- La administración del yacimiento.
- El diseño de trenes de separación en la superficie.
- La implementación de métodos de recuperación mejorada.
- La aplicación y diseño de simuladores numéricos de yacimiento.
- Selección del sistema de transporte de los fluidos.

² Por medio de éste análisis se obtiene el factor de volumen de formación del aceite referenciado en la ecuación (1) del punto 2.1.2 de esta tesis.

³ La viscosidad es una variable referenciada en la ecuación (3) del punto 2.1.2 dependiente principalmente de la temperatura y de la composición del fluido.

Los análisis PVT varían en los tiempos o actividades que se realizan dependiendo de los fluidos analizados y se clasifican en:

- PVT composicional de aceite negro.
- PVT composicional de aceite volátil.
- PVT composicional gas y condensado, muestra de fondo.
- PVT composicional de gas húmedo.
- PVT composicional de gas seco.

3.1.1 Clasificación del análisis PVT de acuerdo al tipo de fluido obtenido en la superficie.

3.1.1.1.- Análisis PVT composicional de Aceite Negro.

Los aceites negros también son llamados aceites de bajo encogimiento, debido a que su comportamiento volumétrico no sufre cambios significativos al efectuar variaciones en las condiciones de presión y temperatura. Esto se debe a la poca concentración de componentes intermedios en la mezcla. El objetivo del análisis es el de simular en el laboratorio el comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento que tiene este tipo de aceite.

3.1.1.2.- Análisis PVT composicional de Aceite Volátil.

Los aceites volátiles también llamados aceites de alto encogimiento, debido a que su comportamiento volumétrico sufre cambios significativos al efectuarse variaciones en las condiciones de presión y temperatura. Esto se debe a la gran concentración de componentes ligeros e intermedios en la mezcla. A través del Análisis PVT Composicional del aceite ligero así como en los otros tipos de análisis PVT se pueden conocer con precisión los volúmenes de las fases y su composición a diferentes condiciones de presión y temperatura simulando el comportamiento en el yacimiento.

3.1.1.3.- Análisis PVT composicional de gas y condensado.

Se efectúa sobre una muestra reconstituida en el laboratorio. Las muestras de gas y líquido son recolectadas en el separador de campo, y recombinadas tomando como base la relación gas-aceite medida durante el muestreo. Los muestreos de fondo en yacimientos de gas y condensado no se recomiendan debido a la posibilidad de recolectar condensado extra del yacimiento y la dificultad de llevar las muestras a una sola fase antes de realizar la transferencia en el campo.

A través de esta prueba se pueden conocer, con precisión los volúmenes de las fases y su composición a diferentes condiciones de presión y temperatura. El objetivo del análisis es el de simular, en el laboratorio, el comportamiento termodinámico de los fluidos hidrocarburos de gas y condensado.

3.1.1.4.- Análisis PVT composicional de gas húmedo.

El Análisis PVT composicional de gas húmedo es muy similar al realizado para una muestra de gas y condensado. La diferencia entre ellos es la ausencia de condensado al finalizar la prueba. Las muestras de gas son recolectadas en el separador de campo. A través de esta prueba se pueden conocer, con precisión los volúmenes de las fases y su composición a diferentes condiciones de presión y temperatura. El objetivo del análisis es el de simular, en el laboratorio, el comportamiento termodinámico de los fluidos hidrocarburos de gas húmedo.

3.1.1.5.- Análisis PVT composicional de gas seco.

El análisis PVT composicional de gas seco es muy similar al realizado para el fluido de gas húmedo, la diferencia entre ellos es la ausencia de condensado en toda la prueba. Las muestras de gas son recolectadas en el separador de campo. A través de esta prueba se pueden conocer, con precisión los volúmenes del gas y su composición a diferentes condiciones de presión y temperatura, el objetivo es igualmente conocer su comportamiento termodinámico.

3.1.2. Tipos de pruebas que se incluyen en un análisis PVT.

Existen diversas pruebas que se efectúan en un análisis PVT dependiendo básicamente del tipo de fluido analizado ya que la composición de cada fluido varía así como la relación gas-aceite, o bien la calidad del gas que contiene. La diferencia entre los estudios PVT, radica en los parámetros volumétricos que en cada etapa se determinan y la metodología aplicada para su realización.

3.1.2.1. Pruebas aplicadas a un análisis PVT composicional de aceite negro.

a) Composición del fluido original.

La composición del fluido original del yacimiento se realiza con la finalidad de conocer los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos (N_2 , H_2S Y CO_2) que integran la mezcla. La cantidad de hidrocarburos es muy grande, lo cual dificulta su identificación y cuantificación. Por lo que generalmente la composición de la muestra se divide en una fracción ligera y una pesada. La fracción pesada está integrada por todos aquellos componentes a los cuales no se les puede determinar experimentalmente, su peso molecular y su densidad. La fracción ligera se compone de los gases no hidrocarburos y los componentes hidrocarburos previos a la fracción pesada.

Se recomienda que se determine la composición del fluido a través del método de destilación, debido a que la muestra se introduce al equipo (destilación criogénica) en una sola fase. De no ser posible y si se opta por el método de cromatografía de gases, debe permitirse que la muestra, una vez realizada la separación (con la finalidad de reducir la presión de inyección al equipo), se establezca por lo menos 5 días, para obtener una buena medición de la relación gas-aceite.

El resultado de la prueba se encuentra integrado por lo siguiente:

- La composición del fluido en %mol y %peso. El número de componentes que se reporta depende de los requerimientos del cliente.
- La densidad experimental de la fracción pesada.
- El peso molecular experimental de la fracción pesada.

b) Determinación de la envolvente de fases.

El diagrama de comportamiento de fases se representa en una grafica de temperatura contra presión y se encuentra integrado por la curva de puntos de burbuja y la curva de puntos de roció, unidas en el punto crítico. Para el caso de los aceites negros solo se determinan puntos de burbuja. En esta prueba la muestra es llevada desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de prueba, normalmente la temperatura a la que se encuentra el fluido de yacimiento (T_y). El rango de temperaturas se divide al menos en 4 intervalos, en cada uno de los cuales se determina la presión de saturación de la muestra. Información proporcionada por la prueba: Puntos de burbuja a diferentes temperaturas.

c) Separación a masa constante.

Se le llama separación a masa constante, porque en ningún momento de la prueba existe intercambio de materia con el exterior, es decir, no se inyecta ni se extrae ningún fluido. En esta prueba se determina el comportamiento volumétrico del fluido al efectuar cambios de presión, siempre manteniendo constante la temperatura a (T_y) en el equipo PVT. Los cambios de presión de la prueba se realizan desde la presión de traspaso hasta la presión de saturación a la temperatura T_y , para la evaluación de la región bajo-saturada. En la región de dos fases se efectúan decrementos pequeños de presión hasta donde las condiciones del equipo permitirán identificar y cuantificar el volumen del líquido y del gas.

Los parámetros volumétricos que se determinan en la prueba son:

- Volumen relativo.
- Factor de volumen del aceite en la región de bajo-saturación.
- Densidad del aceite en la región de bajo-saturación.
- Compresibilidad del aceite en la región de bajo-saturación.
- Coeficiente de expansión térmica del fluido original.

d) Separación diferencial.

En la separación diferencial se realiza la disociación del fluido, en dos fases, a través de pequeños cambios en la presión del sistema. Durante la prueba, la temperatura de la prueba se mantiene constante (T_y), mientras no se alcancen las condiciones de presión y temperatura que pudieran generar un proceso de destilación de los componentes de la mezcla de hidrocarburos. En ese punto se debe reducir la temperatura de la celda y continuar la prueba hasta la presión atmosférica.

Existen dos versiones de la separación diferencial, cuya diferencia radica en la cantidad de gas extraído en cada etapa de la separación.

d.1) Separación Diferencial Convencional (SDC).

Se caracteriza por la extracción total de la fase gaseosa, generada al reducir la presión del sistema. En esta prueba, al disminuir la presión se forma una fase gaseosa y su extracción debe realizarse hasta que se alcance el equilibrio con la fase líquida que lo complementa. El gas extraído es cuantificado y caracterizado, y se mide el volumen del líquido remanente en el equipo, en cada etapa de la separación. Al finalizar la prueba, se determina la densidad y la viscosidad del líquido residual.

Los resultados de la prueba en cada etapa de la separación, a condiciones de yacimiento son las curvas de:

- Relación gas disuelto-aceite.
- Factor de volumen del aceite.
- Factor de volumen del gas.
- Factor de volumen de la fase mixta.
- Volumen de líquido relativo.
- Densidad del aceite saturado.
- Producción acumulada de gas.
- Densidad relativa del gas producido.
- Factor de desviación "Z" del gas producido.
- Densidad del gas producido.
- Viscosidad del aceite.
- Composición de gas extraído.
- Caracterización del gas.

Además de las determinaciones puntuales de:

- Densidad del aceite residual.
- Viscosidad del aceite residual.
- Coeficiente de expansión térmica del aceite residual.

d2) Separación Diferencial a volumen constante.

En la separación diferencial a volumen constante (SDVC) se extrae solamente una porción del gas generado por el decremento de presión.

El volumen del fluido dentro de la celda siempre se mantiene constantes y corresponde al volumen del fluido original en el punto de burbuja. Como resultado del cambio de presión se generan dos fases, y solo se extrae el exceso de gas producido, una vez que se ha alcanzado el equilibrio. El gas extraído es cuantificado y caracterizado, y se miden los volúmenes del líquido y gas remanente en el equipo, en cada etapa de la separación. Al finalizar la prueba, se determina la densidad y la viscosidad del líquido residual. Los resultados de la prueba en cada etapa de la separación, a condiciones de yacimiento son las mismas curvas que para el inciso d1 y además el volumen de líquido relativo.

e) Separación en etapas.

La separación en etapas (SE), también llamada tren de separación, se realiza para conocer el comportamiento que exhibirán los fluidos del yacimiento en las instalaciones superficiales de producción. En cada etapa, de la simulación experimental, se modifican las condiciones de presión y temperatura de acuerdo a los requerimientos del cliente. Las condiciones que prevalecen en el tanque de almacenamiento, presión atmosférica y temperatura ambiente.

En esta prueba una vez alcanzado el equilibrio a las condiciones establecidas en cada etapa de la separación, se extrae todo el gas producido. Este gas es cuantificado y caracterizado, y se mide el volumen de líquido en el equipo. Al finalizar la prueba, se determina la densidad del líquido residual.

La información experimental obtenida puntualmente, en cada etapa de la separación, es la siguiente:

- Relación gas disuelto-aceite.
- Factor de encogimiento del líquido.
- Densidad relativa del gas separado.
- Gas producido en cada etapa.
- Densidad del líquido saturado.
- Composición de gas extraído.
- Caracterización del gas extraído.

Además de las determinaciones puntuales de:

- Densidad del aceite residual
- Coeficiente de expansión térmica del aceite residual.

f) Determinación de la viscosidad del aceite residual a diferentes temperaturas.

Esta prueba se realiza con la finalidad de conocer el comportamiento que exhibe el aceite residual con respecto al cambio de temperatura. Se utiliza, por lo general, un viscosímetro “Saybolt”, cuya máxima temperatura de trabajo es de 50 °C. Como resultados del análisis se presentan los registros de viscosidades a sus respectivas temperaturas.

3.1.2.2 Pruebas aplicadas a un análisis PVT composiciones de aceite volátil.

El análisis PVT composicional de aceite volátil esta integrado por las mismas pruebas que el del aceite negro con la aclaración de que la separación diferencial es a volumen constante.

3.1.2.3 Pruebas aplicadas a un análisis PVT composicional de gas y condensado.

Está integrado por las siguientes pruebas:

- Análisis Composicional de la muestra de gas.
- Análisis Composicional de la muestra de líquido.
- Precombinación de fluidos.
- Determinación de la envolvente de fases.
- Separación a masa constante.
- Separación diferencial a volumen constante.

a) Análisis composicional de la muestra de gas.

La composición de la muestra de gas se determina con la finalidad de conocer los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos (N₂, H₂S, y CO₂) que integran la mezcla. Cuando se observe una alta concentración de componentes licuables, es recomendable determinar la composición del gas por el método de destilación criogénica y no solo por el método de cromatografía de gases, con la finalidad de evitar errores en la cuantificación de los componentes.

Los resultados de la prueba son los siguientes:

- La composición del gas en % mol.
- La densidad experimental de la fracción C7+.
- Caracterización del gas.

b) Análisis Composicional de la muestra de líquido.

La composición de la muestra de líquido se determina con la finalidad de conocer los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos (N₂, H₂S y CO₂) que integran la mezcla.

Los resultados de la prueba son los siguientes:

- La composición del líquido en % mol y % peso.
- La densidad experimental de la fracción C7+.
- El peso molecular experimental de la fracción C7+.

En el caso de presentarse interés por el contenido de asfáltenos en la muestra se recomienda que en el análisis composicional del líquido se continúe hasta una definición del componente C50+.

c) Determinación de la envolvente de fases.

El diagrama de comportamiento de fases para el caso de gas y condensados se encuentra integrado por la curva de puntos de rocío. En esta prueba, la muestra es llevada desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de prueba, normalmente la temperatura a la que se encuentra el fluido de yacimiento (T_y). El rango de temperaturas se divide al menos en 4 intervalos, en cada uno de los cuales se determina la presión de saturación de la muestra.

d) Separación diferencial y separación a masa constante.

La separación a masa constante y la separación diferencial serán muy similares a la del aceite negro o volátil solo que en esta caso al disminuir la presión solo que ocurrirá será la condensación del gas al atravesar por el punto de rocío. Se miden los volúmenes de condensado y de gas en el equipo.

Los parámetros volumétricos que se determinaran en la prueba son los mismos que para aceite negro o volátil solo que en este caso quien revise el dato cargado del análisis PVT, tendrá que estar conciente que se trata de un condensado cuando se hable de las propiedades del aceite.

3.1.2.4 Pruebas aplicadas a un análisis PVT composicional de gas húmedo.

Las pruebas aplicadas a un gas húmedo son las siguientes:

- Análisis composicional de la muestra de gas.
- Determinación de la envolvente de fases.
- Separación a masa constante.
- Separación diferencial a volumen constante.

Como ya se menciono anteriormente el análisis PVT será muy similar al de gas y condensado, la única diferencia es la ausencia de condensado al terminar la prueba.

3.1.2.5. Pruebas aplicadas a un análisis PVT composicional de gas seco.

El análisis de gas seco será muy similar al de gas húmedo con la diferencia entre ellos de la ausencia de condensado en toda la prueba.

Por lo que las únicas pruebas que se realizan son:

- Composición del gas en % mol.
- Separación a masa constante en al que solo se determina volumen relativo, factor de compresibilidad Z, densidad, compresibilidad, coeficiente de expansión térmica del aceite original.

3.1.2.6 Pruebas aplicadas a un análisis PVT composicional del aceite negro pesado (Crudo extra-pesado)

Los aceites negros pesados o crudos extra-pesados, también son llamados aceites de muy bajo encogimiento.

Las pruebas que integran el análisis PVT composicional de aceite negro pesado tienen ciertas características especiales como son:

- Prolongado tiempo de estabilización de las fases.
- Bajas presiones de saturación.
- Poco contenido de gas en solución.
- Viscosidades muy elevadas.
- Densidades cercanas a 1.0 g/cm cúbico.
- Mayor tiempo requerido para el análisis composicional.

Debido a la naturaleza de este tipo de crudos, será necesaria la realización de análisis complementarios que coadyuven a comprender su comportamiento. Estos análisis son:

- Análisis ‘SARA’ para la determinación de compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos.
- Determinación del punto de escurrimiento (parafinas).
- Determinación de la salinidad del agua en emulsión.
- Espectroscopia de absorción atómica para la determinación de metales.

3.2 Propiedades termodinámicas o reológicas de un análisis PVT.

Dentro de las variables analizadas y administradas en la base de datos del tipo termodinámico o geológico se encuentran las siguientes para el fluido en cuestión a presiones y temperaturas definidas.

3.2.1. -Factor de volumen del gas.

El factor usado para relacionar volúmenes de gas a volúmenes a condiciones estándar es llamado factor de volumen de formación para gas. Esta relación puede ser calculada determinando el factor de compresibilidad a las condiciones deseadas, utilizando datos de laboratorio experimentales, un análisis de gas o un análisis de densidad. Las unidades son de volumen entre volumen.

3.2.2.- Factor de volumen del aceite

Se define como el volumen en metros cúbicos de aceite de yacimiento a presión de yacimiento (absoluta) y temperatura a nivel medio del intervalo en estudio del yacimiento para producir un metro cúbico de aceite a condiciones de tanque de almacenamiento a 15°C. (normalmente condiciones estándar).

Cuando a un líquido presurizado se le disminuye la presión por debajo del punto de burbuja, parte del fluido pasa a la fase gas, después que la fase gas se forma bajo el punto de burbuja, una posterior caída de presión resulta en 1) más hidrocarburo entrando a la fase gas, y 2) una expansión de la fase gas ya formada. Debido a las características de compresibilidad de los gases, esto resulta en un incremento radical del volumen de la fase gas, conforme la presión cae. El volumen de líquido por otra parte encoge tanto como los componentes escapan entrando a la fase gas. El líquido también expande conforme la presión es disminuida, pero la pérdida de moléculas de la fase gas es más importante y el volumen disminuye. El cambio de presión que el aceite experimenta en su movimiento hacia la superficie es mucho mayor que el que toma en el yacimiento como un resultado del fluido en retirada. Típicamente, volúmenes mayores de gas son liberados en la superficie. La fase gas y la fase líquida son aisladas en el separador y volúmenes adicionales significantes de gas pueden ser liberados en el tanque de almacenamiento dependiendo de su presión y temperatura relativa al separador.

Un volumen de aceite de yacimiento a la temperatura y presión prevaleciente dividido por el volumen más pequeño que ocuparía en la superficie da un valor que es siempre mayor que la unidad. Este es el factor de volumen de formación del aceite.

3.2.3.-Factor de volumen de formación de la fase mixta.

Si se incluye con el aceite de yacimiento su complemento inicial de gas disuelto, podríamos obtener el factor de volumen de formación total (a dos fases o de la fase mixta como también se le conoce) B_t . El factor de volumen de formación del aceite B_o bajo el punto de burbuja decrece aproximándose a la unidad, mientras B_t incrementa apropiándose del volumen del gas liberado y de la continua expansión del gas ya formado.

3.2.4- Volumen relativo.

Razón de el volumen que ocupa el aceite a la presión indicada entre el que ocuparía a presión de saturación correspondiente a la temperatura de yacimiento en el nivel medio de disparo.

3.2.5.- Compresibilidad del aceite.

El coeficiente de compresibilidad isotérmico de un fluido es definido como el cambio de volumen por unidad de volumen por unidad de incremento en la presión.

El coeficiente de compresibilidad isotérmico promedio define el grado de expansión del aceite que acompaña una caída de presión desde la presión de yacimiento a la presión de saturación. Esta expansión es una fuente importante de energía de yacimiento previa a la evolución del gas a presiones bajo el punto de burbuja.

3.2.6.- Relación gas disuelto aceite.

Es la razón del gas que se encuentra en el aceite a la presión de saturación que corresponde a la temperatura del yacimiento a nivel medio de disparo. O bien metros cúbicos de gas producidos a 1.033 Kg/cm^2 y 15°C por metros cúbicos de aceite en tanque de almacenamiento a 15°C . (60°F y 14.7 Psia). En algunos Análisis PVT se considera en lugar de las condiciones estándar las condiciones del separador en campo.

3.2.7.- Factor de encogimiento.

Volumen de fluido a condiciones de tanque de almacenamiento a 15°C por unidad de volumen de aceite a temperatura de yacimiento y presión de saturación. Se puede considerar como $1/B_o$.

3.2.8.- Factor “Z”.

Factor de compresibilidad, normalmente conocido como factor de desviación del comportamiento de un gas de la idealidad utilizado para calcular las propiedades volumétricas en las distintas etapas de separación.

3.2.9.- Producción acumulada de gas.

Es la producción acumulada de gas generada en cada etapa de la separación diferencial.

3.2.10.- Porcentaje en mol de los componentes.

Es el porcentaje en mol de los componentes normalmente referenciado hasta heptanos o undecanos y más pesados del fluido original del yacimiento y de cada una de las etapas de la separación diferencial.

3.2.11.- Poder calorífico.

Es la cantidad de calor obtenida por unidad de masa o de volumen del gas generado en cada etapa de la separación diferencial.

3.2.12.- Densidad del gas.

Podemos ver que a una temperatura constante, la densidad del gas se incrementa con la presión. Sin embargo, el factor de compresibilidad influye la relación, y este factor también cambia con la presión. La densidad de un gas es la propiedad comúnmente medida es obtenida midiendo experimentalmente el peso específico del gas. Debido a que el peso específico es igual a la densidad relativa del gas con respecto al aire, la densidad del gas puede ser fácilmente calculada

3.2.13.- Densidad del aceite.

La densidad de mezclas de hidrocarburos es fácil de medir en la superficie por hidrómetros que miden los grados API del aceite en cuestión. La determinación de la densidad de un aceite a condiciones de yacimiento puede ser hecha en el laboratorio o del análisis del líquido a condiciones de yacimiento y de superficie. Muchas mezclas de líquidos siguen las reglas de volúmenes aditivos: el peso de un componente en un mol de una mezcla es igual al producto del peso molecular y la fracción mol del componente en la mezcla. También el volumen de un componente en una mezcla es el producto del peso de aquel componente en la mezcla y el volumen específico de aquel componente a condiciones dadas. La densidad es entonces determinada como una relación de sumas de los pesos y volúmenes. Sin embargo los líquidos de yacimiento contienen grandes cantidades de parafinas ligeras (etano y metano), y los volúmenes específicos de estos

hidrocarburos están influenciados por las fuerzas de atracción de grandes moléculas de hidrocarburos. Como resultado el método de volúmenes aditivos para determinación de densidades de fluidos de yacimiento debe ser modificado para tomar en cuenta el porcentaje de metano y etano en la mezcla. Cuando calculamos la densidad de un líquido, también necesitamos considerar el hecho de que este valor se vera grandemente afectado por la temperatura cuanto mayor sea el contenido de ligeros.

3.2.14.- Viscosidad del aceite y del gas.

Otra propiedad de los hidrocarburos que es frecuentemente de interés a los ingenieros petroleros es la viscosidad. Cualquier problema tratando con flujos de fluidos requiere el conocimiento de la viscosidad. La viscosidad es una medida de la resistencia interna de un fluido a fluir por un conducto. Los efectos de la presión, temperatura y tamaño molecular varían entre un gas y un aceite. La viscosidad del gas puede ser explicada en términos de energía cinética molecular. Tanto como la energía cinética es incrementada por un incremento en la temperatura, las colisiones son más frecuentes e incrementan la fricción interna. Este incremento en la viscosidad de un gas con la temperatura es el opuesto al decremento de la viscosidad de los líquidos con la misma. Si se mantiene constante la temperatura pero se incrementa la presión, el número de colisiones aumenta y así la viscosidad. El tamaño de las moléculas también afecta la velocidad. A una temperatura dada, las moléculas más pesadas tienen velocidades más bajas y por lo tanto son responsables de pocas colisiones. Sin embargo tanto como la presión es incrementada, las moléculas son confinadas juntas y las moléculas mas pesadas tienen fuerzas de atracción mayores, esto contribuye al número de colisiones y así en un incremento de la viscosidad. El efecto contrario ocurre cuando en un aceite cae bajo la presión de burbuja y el gas es liberado del aceite. Ahora la viscosidad incrementa cuando decrece la presión debido a la perdida de los hidrocarburos ligeros con bajas viscosidades.

3.2.15- Presión y temperatura pseudo críticas.

Son las presiones y temperaturas pseudo-críticas calculadas para cada mezcla gaseosa obtenida en cada etapa de la separación y calculada sobre la base de las composiciones obtenidas de un análisis composicional.

3.3 Aplicación de control de calidad al dato termodinámico de un análisis PVT.

La aplicación de control de calidad del dato de análisis PVT ocurre a varios niveles, uno es desde la planeación de las tablas, y creación de los procedimientos de carga en donde se define que variables deben ser tomadas en cuenta, la participación del Ing. Petrolero es primordial, pues es el quién tiene definidas las variables que son de importancia respecto a este tipo de dato para todos los especialistas involucrados en la exploración y producción del petróleo. Sin embargo es posible auxiliar en la administración de esta información ya que una vez definidas estas variables podemos darnos cuenta por la experiencia con este tipo de datos de factores que hay que considerar en el momento de la carga para poder hacer uso de esta información en forma correcta.

Por ejemplo, es bien sabido de la importancia de estandarizar las unidades en las que serán cargados los datos, para que puedan ser comparados unos con otros y puedan ser utilizados en simulación, no basta con mencionar por ejemplo que la presión será cargada en Kg/cm² también es necesario definir si se trata de presiones absolutas ó manométricas. Igualmente es importante estandarizar conceptos, pues de laboratorio a laboratorio hay diferencias en la nomenclatura que utilizan en sus reportes, por ejemplo hay casos en que unos reportan bajo el titulo de “Volumen Relativo” lo que otros titulan “Factor de Volumen, siendo ambos conceptos diferentes como vimos en las definiciones antes mencionadas aunque ambos son volúmenes relativos, ó bien el factor de encogimiento es reportado con respecto a diferentes condiciones, en ocasiones de yacimiento y en ocasiones de presión de saturación.

El conocimiento del proceso es también importante para poder estandarizar en cuanto a datos como el de “Poder calórico” de gases generados en las etapas de separación, el cual puede ser referido en base seca o como gas húmedo.

Otro control de calidad es aplicado cuando un error proviene en el informe del laboratorio y no es posible ser apreciado por personas no familiarizadas con los valores esperados, ó no es explícito en información que permita la clasificación de un dato dentro de un tipo de prueba dentro de todo el análisis como son los reportes de análisis composicional, dicha clasificación solo es posible analizando y comparando las composiciones de los elementos claves como son metano y heptanos+ en las diferentes pruebas y en las diferentes corriente.

No es posible interrumpir en sus labores a especialistas ocupados en tareas actuales que requieren toda su atención a cada momento de una duda es por ello que se edita un análisis PVT para su carga con las suposiciones mas lógicas y razonadas y después se consulta al especialista cuando esta completo para su carga y aprobación.

Los siguientes diagramas nos muestran el flujo de actividades durante la administración de información y durante el proceso de carga de información el proceso de carga de información a la base de datos en el caso particular del análisis PVT.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE ADMINISTRACION DE INFORMACION DE ANALISIS PVT

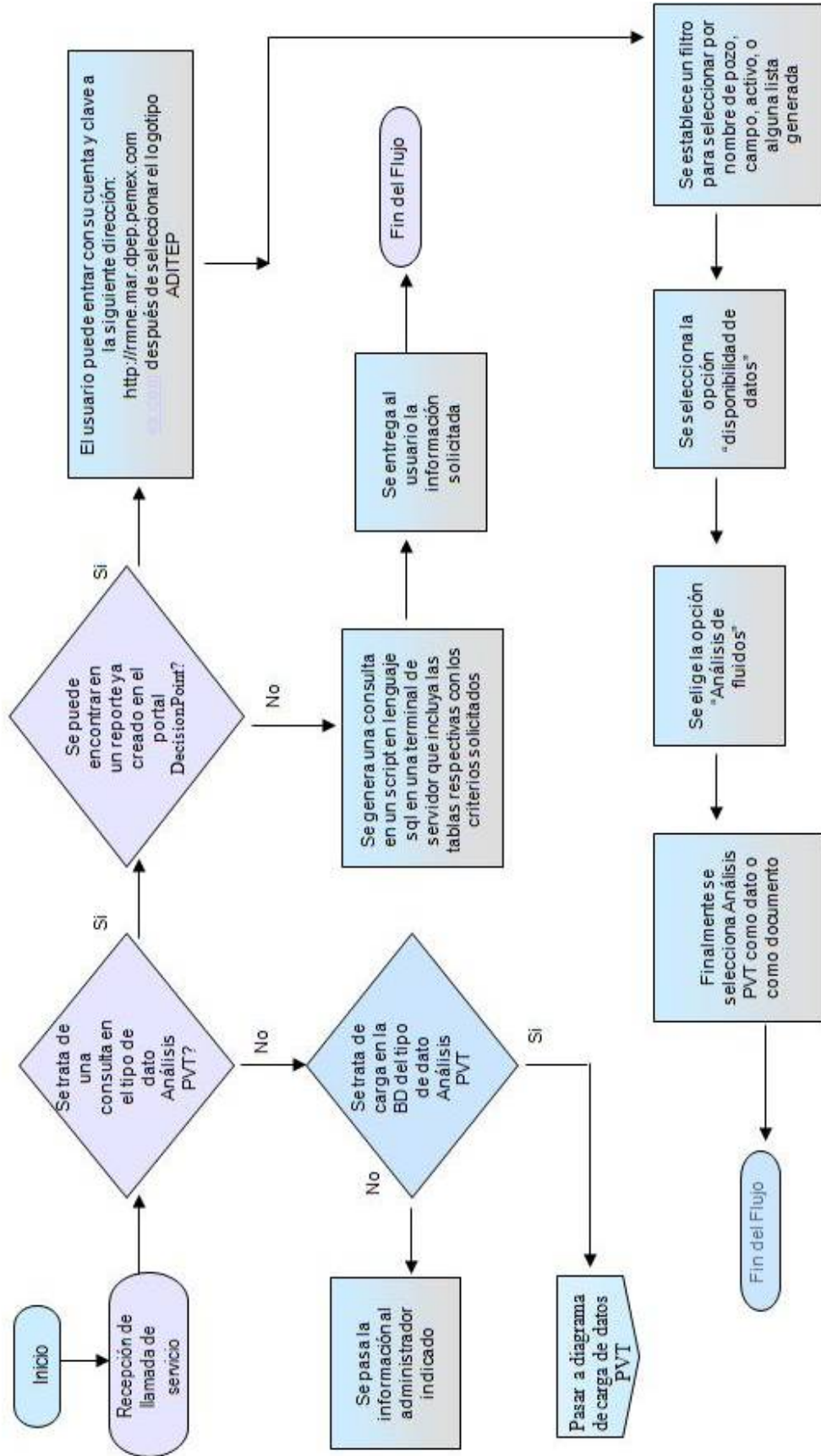
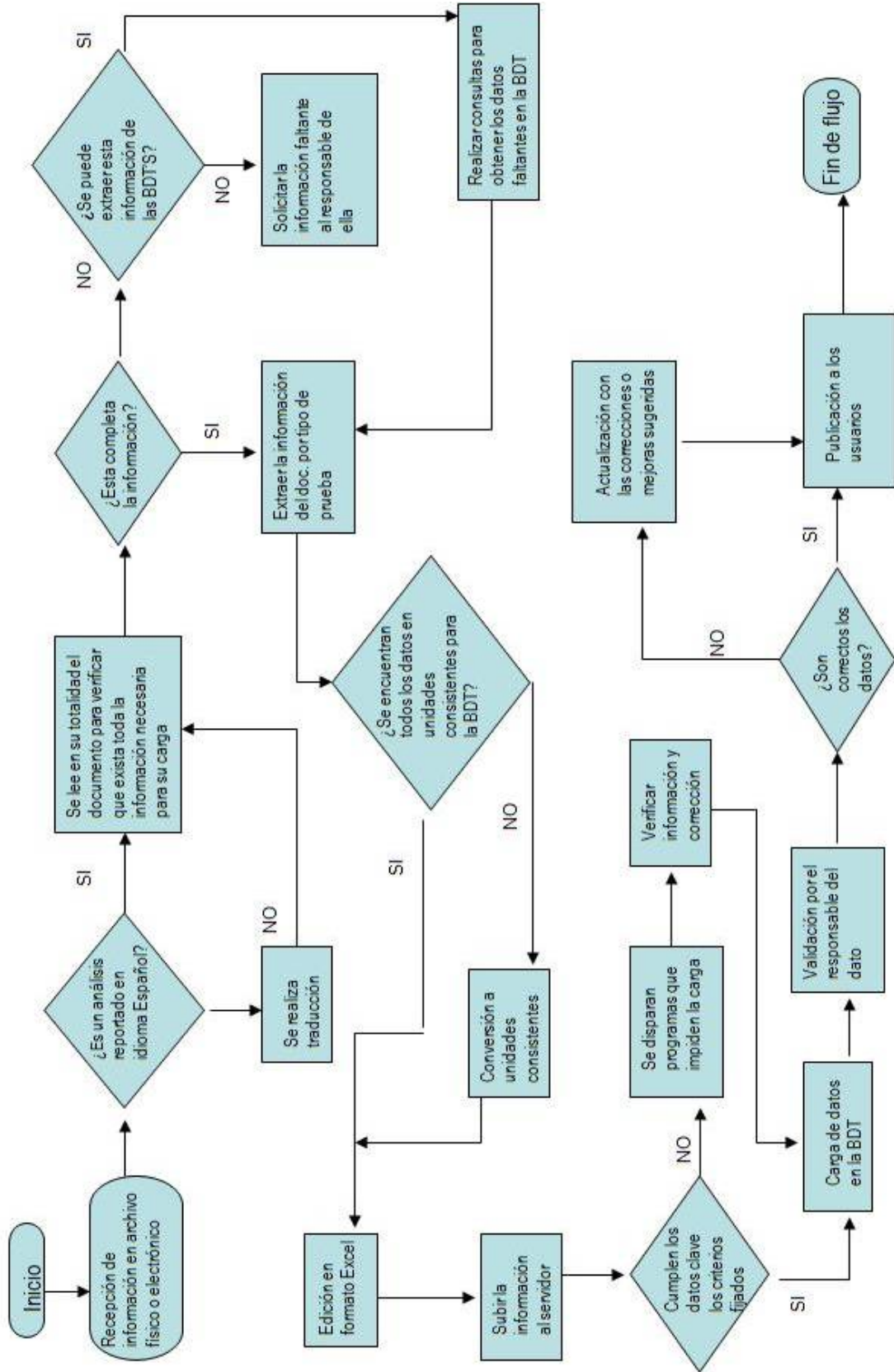


DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CARGA DE INFORMACION DE ANALISIS PVT



El control de calidad de lo que se carga muchas veces no se puede realizar de forma automatizada ya que puede consumir tiempo y memoria en exceso, es por eso que algunas tareas de este control de calidad se realizan con una revisión visual del dato que permite identificar por medio de la experiencia y del razonamiento lógico cuando alguna cantidad esta fuera de la magnitud esperada.

En otras ocasiones es posible aplicar el control de calidad colocando cláusulas en lenguaje SQL que obligan a que se cumplan ciertas reglas respecto a los datos introducidos en una base de datos, que al no cumplirse disparan la ejecución de una tarea como puede ser un mensaje de advertencia de que el dato sale de un rango específico o la interrupción de la carga con el aviso de que se ha violado alguna restricción, estas cláusulas son conocidas como: Constraints y Triggers. Lo verdaderamente importante es mencionar los criterios propios del conocimiento del comportamiento termodinámico.

Para cada propiedad se mencionan a continuación los criterios elegidos:

$$0.0011 \leq \text{Factor de volumen de formación del gas} \leq 1.8$$

$$1.0 \leq \text{Factor de volumen de formación del aceite} \leq 3.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$1.0 \leq \text{Factor de volumen de formación mixto} \leq 34 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$0 \leq \text{Relación gas disuelto aceite (RGA)} \leq 700$$

$$0.78 \leq \text{Factor } Z \leq 1$$

$$0.0009 \leq \text{Densidad del gas} \leq 0.37 \text{ g/cm}^3$$

$$0.37 \leq \text{Densidad del aceite} \leq 1.0 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Viscosidad de aceite} < 45 \text{ m}$$

$$\text{Viscosidad de aceite} < 400 \text{ para aceites negros pesados}$$

$$\text{Viscosidad del gas} < 0.05$$

$$\text{Vol. Relativo} < 6.7$$

3.3.1. Ejemplo de inserción de restricciones para el control, desde la creación de una tabla.

Usando los elementos anteriores, con el control mas rudimentario en una tabla simplificada para su comprensión, se propone a continuación a modo de ejemplo la inserción de restricciones de control, sembrando el interés de implementar controles con funciones mas elaboradas en PLSQL para tablas reales de bases de datos relacionales.

```
CREATE TABLE PROYECTO_X.analisis_pvt
```

```
ANALIS_PVT_S          NUMBER    NOT NULL,
ESTADO_MATERIAL       VARCHAR2(40),
DESCRIPTION           VARCHAR2(2000),
PRODUCIDO             NUMBER,
GRADOS_API            NUMBER,
COMPRESIBILIDAD       NUMBER,
DENSIDAD_GAS          NUMBER,
DENSIDAD_AC           NUMBER,
FACTOR_DE_VOL_FORMACION_G  NUMBER,
FACTOR_DE_VOL_FORMACION_A  NUMBER,
FACTOR_DE_VOL_FORMACION_M  NUMBER,
FACTOR_EXPANSION_TERM  NUMBER,
CAPACIDAD_CALORIFICA_GAS  NUMBER,
DENSIDAD_RELATIVA     NUMBER,
FACTOR_ENCOGIMIENTO   NUMBER,
PESO_ESPECIFICO       NUMBER,
PRESION_DE_VAPOR      NUMBER,
VISCOSIDAD_GAS        NUMBER,
VISCOSIDAD_AC         NUMBER,
VOLUMETRIC_THERMAL_EXPANSION  NUMBER,
Z_FACTOR              NUMBER,
GOR                   NUMBER,
VOLUME_UOM            VARCHAR2(64),
TIPO_ESTADO_RELACIONADO  VARCHAR2(40),
PRESION_RELACIONADA   NUMBER,
TEMPERATURA_RELACIONADA  NUMBER,
FECH_ULT_ACTUAL       DATE    DEFAULT SYSDATE,
FECHA_INSERTION       DATE    DEFAULT SYSDATE,
ACTUALIZADO_POR       VARCHAR2(30) DEFAULT USER,
INSERTADO_POR         VARCHAR2(30) DEFAULT USER,
SDAT_LABEL            NUMBER(10),
MERGE_ID_             NUMBER,
SOURCE_ID_            NUMBER
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (
CONSTRAINT CK_FVFG CHECK (0.0011 <=FACTOR_DE_VOL_FORMACION<=1.8));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (
CONSTRAINT CK_FVFA CHECK (1.0 <=FACTOR_DE_VOL_FORMACION<=3.5));
```



```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_FVFM CHECK (1.0 <=FACTOR_DE_VOL_FORMACION<=34));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_RGA CHECK (RGA<=700));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_FVFM CHECK (0.78<=FACTOR_Z<=1));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_DENSIDAD_G CHECK (0.0009<=DENSIDAD_GAS<=0.35));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_DENSIDAD_AC CHECK (0.4<=DENSIDAD_AC<=1));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_VISCOSIDAD_AC CHECK (0.4<=VISCOSIDAD_GAS<=0.05));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_VISCOSIDAD_AC CHECK (0.4<=VISCOSIDAD_AC<=45));
```

```
ALTER TABLE ANALISIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT CK_VOL_RELATIVO CHECK (0.4<=VOL_RELATIVO<6.7));
```

```
ALTER TABLE FLUID_STATE_PTY ADD (  
CONSTRAINT ANALISIS_PVT_PK PRIMARY KEY (ANALISIS_PVT_S))
```

```
ALTER TABLE ANALIS_PVT ADD (  
CONSTRAINT ANALIS_PVT_FK01 FOREIGN KEY (PROJECT_FLUID_ANALYSIS_S)
```

```
REFERENCES FLUID_ANALYSIS (FLUID_ANALYSIS_S)  
ON DELETE CASCADE DEFERRABLE INITIALLY IMMEDIATE);
```

```
GRANT REFERENCES ON ANALISIS_PVT TO PUBLIC WITH GRANT OPTION;
```

```
GRANT SELECT ON ANALISIS_PVT TO ANALYST_QUERY;
```

4. Conclusiones

La inclusión de conocimientos de informática a nivel de bases de datos puede ser una herramienta que le permita a Ingenieros Químicos participar en múltiples proyectos de administración de información de proyectos de explotación o transformación aportando sus conocimientos o criterios, de la misma forma que participan otros especialistas como Geofísicos, Geólogos, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros Petroleros, etc.

El manejo de datos almacenados en bases de datos permite su análisis de una manera más eficiente ya que aparte de agilizar las consultas de información en base a parámetros seleccionados se pueden detectar rápidamente valores que se disparan de lo normal y por lo tanto se pueden detectar errores que pueden ser por una falla en el proceso o por fallas durante cualquier etapa del manejo de la información. Además el panorama para especialistas de todas las áreas relacionadas incluyendo al Ingeniero Químico es promisorio ya que las habilidades adquiridas permiten la posterior participación en proyectos de simulación basados en las bases de datos administradas.

Es también importante resaltar la importancia de los proyectos de administración de información por medio de bases de datos relacionales que se encuentran en grandes servidores ya que permiten la obtención y manejo de información en tiempo real de algunos de los datos de condiciones del proceso y a grandes distancias entre el sitio donde este ocurre y los especialistas involucrados en el control de las mismas, permitiendo tomar decisiones importantes para el mejoramiento de dichos procesos.

Por otra parte refiriéndonos al objetivo del control de calidad podemos decir que al disminuir el número de errores en la edición y carga de este tipo de información en las grandes bases de datos relacionales se obtuvo menor tiempo en la corrección así como en el costo de dicha actividad, se aumenta la confiabilidad, y se mejora la imagen de la compañía.

En el caso específico del control de calidad de la carga de información de análisis PVT, sobra decir que tiene implicaciones mayores la introducción de información errónea en una base de datos que esta al alcance de especialistas encargados de estimar el volumen de aceite original en sitio, o de dimensionar equipo de almacenamiento, separación y transporte de fluidos, sin embargo aunque la compañía propietaria del dato se encarga de validar esta información, no se libera a la compañía que proporciona la administración de información de la responsabilidad de cargar esta la base de datos con una gran calidad del dato ya que en ello descansa la confiabilidad y subsistencia del proyecto efectuado por personal que tiene conocimiento de las propiedades y de los procesos implicados (Ing. Petroleros e Ing. Químicos, Geólogos, Geofísicos, Petrofísicos) y no solo con la formación de tecnología de información (TI).

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- William McCain.D.-The properties of Petroleum Fluids. Ed. Petroleum Publisher Co. Tulsa, Oklahoma, 2a. Ed. 1973
- 2.- Stanley M. Walas.-Phase Equilibria in Chemical Engineering. Ed.Butterworth Publishers, 1985.
- 3.- Amy Bass & Whiting.- Petroleum Reservoir Engineering. McGraw-Hill. New York, 1990.
- 4.- Thomas C. Frick and R. William Tylor. Petroleum Production Hand Book, Vol. II, Society of Petroleum Engineers. Dallas, Texas 1962.
- 5.- M.B. Standing .-Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems. –Ed. Reinhold. New York 1952.
- 6.- David A.T. Donohue, Ph D.- PE 401 Introduction to well testing and Measurement Techniques, Ed. IHRDC Video Library. 1987
- 7.- Aziz S. Odeh.- PE 502 Reservoir Fluid Flow and Natural Drive Mechanisms, IHRDC Video Library. 1986
- 8.- Nancy Greenberg and Priya Nathan.- Introduction to Oracle 9i .SQL.(Basics and Advanced) Oracle Corporation, Redwood Shores, CA 2001
- 9.- Banks, R.E. and P.J. King. Modern Petroleum Technology 5a. ed. Ed. John Wiley and Sons. New York 1984.
- 10.-Henley, E. J. Equilibrium-Stage Separation Operations in Chemical Engineering Ed. John Wiley and Sons. New York 1981.
- 11.-Welte D.H.and Tissot B.P. Petroleum Formation and Ocurrence.CONACYT, México 1982.