



I. T. E. S. M.

ESCUELA DE CONTABILIDAD, ECONOMIA Y ADMINISTRACION

TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS
COSTOS DE EXPLORACION, DESARROLLO Y EXPLOTACION DE POZOS PETROLEROS

T e s i s que en opción
al título de CONTADOR PUBLICO
presenta JESUS DOMINGUEZ PEREZ

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

DICIEMBRE DE 1962

TL
TN871
.2
.D665
1962
c.1



1080111037

Tos 1701 Colección

974305

657.53

c.1

**E. T. E. S. M.
BIBLIOTECA**

DONATIVO DE Dr. Jesús
Dominiguz Pérez S^r

20 de Mayo de 19 63

I. T. E. S. M.

ESCUELA DE CONTABILIDAD, ECONOMIA Y ADMINISTRACION

TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS

COSTOS DE EXPLORACION, DESARROLLO Y EXPLOTACION DE POZOS PETROLEROS

T e s i s q u e e n o p c i ó n
al título de CONTADOR PUBLICO
presenta JESUS DOMINGUEZ PEREZ

INSTITUTO TECNOLOGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

DICIEMBRE DE 1962

A mi Madre y mis Hermanas,
con respeto y cariño

Mi amplio reconocimiento a Funcionarios Administrativos y Técnicos de Petróleos Mexicanos, por la valiosa cooperación y facilidades que me brindaron para la obtención de información, la cual me permitió establecer muchas de las bases que sirvieron para la formulación de este trabajo.

Mi profunda gratitud para todos mis Maestros, cuyas fecundas enseñanzas y orientaciones me dieron la oportunidad de realizar mis estudios hasta esta etapa final.

Mi sincero agradecimiento al Sr. Prof. Rodrigo Leal Tijerina, C. P., por su generosa y desinteresada colaboración, al asesorarme durante el desarrollo de la tesis presente.

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

Desde un punto de vista contable, el costo constituye una base de valuación que resulta del registro y acumulación de los gastos, lo que descansa en la consideración de que el costo es una válida y cuantitativa medida de la actividad económica, tanto para las decisiones de la administración, como para las conclusiones y opiniones de aquellos que se sirven de los estados financieros formulados con los datos que arrojan los registros contables^{*}. Consecuentemente, los costos representan precios de los factores invertidos en la producción, quedando establecidos con la suma total de los gastos incurridos por tal concepto.

En el campo de las industrias extractivas los costos reciben el nombre de "costos de explotación" y referidos a las industrias de transformación se les denomina "costos de producción". En el caso particular de la industria petrolera, los costos incurridos en la explotación del petróleo caen dentro de la primera clasificación y representan, en esencia, el costo de la materia prima que a su vez ha de incorporarse a la actividad de elaboración o refinación, de donde los costos resultantes asumen la segunda clasificación.

De acuerdo con lo anterior, para llegar a la determinación del costo del producto final (gasolina y derivados), será necesario determinar primero el costo de la materia prima (petróleo crudo). Desde un punto de vista económico, la determinación de este costo serviría como línea de partida para medir la tasa de rendimiento de la actividad de explotación, con base en los precios de mercado del crudo, sin embargo, su rendimiento real ha de medirse fundamentalmente en función de los productos finalmente elaborados. Precisa

(*) Eric L. Kohler, A Dictionary for Accountants, 7a. Impresión, 1956, p. 128.

mente debido a esta última circunstancia, dentro de la industria petrolera se acostumbra utilizar un método de reversión de precios (net back), para lo cual se toma como base el precio de mercado de los productos elaborados, operándolos reversiblemente hasta llegar a los costos primarios.

El presente estudio está referido a los "Costos de Exploración, Desarrollo y Explotación de Pozos Petroleros"; pero considerando la magnitud de las diversas operaciones que se realizan en la industria petrolera y su complejidad para registrar contablemente una gran parte de ellas, las limitaciones de un trabajo como el presente nos impide ofrecer el diseño de un sistema dado de costos, en el que se establezcan o señalen bases para la determinación del costo. Fundamentalmente nos interesa examinar y analizar algunos aspectos relacionados con los diversos tratamientos contables, de donde surgen problemas que son materia de discusión en cuanto a las implicaciones de sus costos se refiere.

En estas condiciones, el primer capítulo está dedicado a generalidades de la industria petrolera en particular. Los siguientes tres capítulos son meramente descriptivos de las actividades que se realizan, desde su fase inicial hasta llegar a la explotación de los pozos petroleros y desde aquí se han separado ya las actividades de exploración, desarrollo y explotación, para tratarlas también separadamente, con respecto a sus costos, en los capítulos subsiguientes.

Bajo estas circunstancias, en el Capítulo V se examina la aplicación de los costos de exploración, vistos conjuntamente, cuyo tratamiento contable ofrece cuatro alternativas: a) Considerarlos como una inversión capitalizable en su importe total; b) Capitalizar sólo la parte de los costos que conducen al descubrimiento y desarrollo de reservas específicas de petróleo, aplicando la parte de los costos que resultan infructuosos como gastos del ejercicio; c) Aplicarlos como gastos del ejercicio en que se incurren por su importe total,

haciendo caso omiso de los resultados finales que arroje la exploración, y d) Cancelarlos contra una reserva constituida para absorberlos.

El Capítulo VI está dedicado a los costos de perforación y desarrollo, también vistos en conjunto, examinándose su aplicación principalmente en dos casos que se presentan: - a) Cuando los resultados de los trabajos son favorables, es decir, cuando los pozos perforados son productivos, y b) Cuando los resultados son desfavorables, o sea, cuando los pozos resultan improductivos o secos.

Finalmente, en el Capítulo VII se examinan los costos de explotación y, en particular, algunos problemas especiales que se presentan con relación a los siguientes aspectos: a) Depreciación, b) Amortización, c) Agotamiento, d) Reparación y reperforación de pozos, e) Abandono de pozos, f) Operación y administración de campos de explotación, g) Costos de Producción, y h) Aplicación y distribución de los costos.

Jesús Domínguez Pérez

Monterrey, N. L.,

Diciembre de 1962

I N D I C E

CAPITULO I

G E N E R A L I D A D E S

1.- ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA	1
1.1.- EXPLORACION	1
1.2.- EXPLOTACION	2
1.3.- REFINACION	2
1.4.- DISTRIBUCION	3
2.- JERARQUIA DE LOS COSTOS	3
3.- EXPLORACION Y DESARROLLO	4

CAPITULO II

E X P L O R A C I O N

1.- LA ACTIVIDAD DE EXPLORACION	5
2.- EXPLORACION GEOLOGICA	5
2.1.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS	5
2.2.- GEOLOGIA SUPERFICIAL	6
2.3.- EXPLORACION A BASE DE SONDEO	8
2.4.- AEREO-FOTO-GEOLOGIA	8
2.5.- GEOLOGIA DEL SUBSUELO	9
3.- EXPLORACION GEOFISICA	9
3.1.- CARACTERISTICAS GEOFISICAS	9
3.2.- EL METODO GRAVIMETRICO	10
3.3.- EL METODO MAGNETOMETRICO	11
3.4.- EL METODO SISMICO	11

<u>Índ. /</u>	<u>/ viii</u>
3.5.- EL METODO ELECTRICO	11
3.6.- CARACTERISTICAS DEL METODO SISMICO	11
3.6.1.- Refracción	11
3.6.2.- Abanicos	12
3.6.3.- Reflexión	12
4.- PERSONAL QUE INTERVIENE EN LA EXPLORACION	14
 <u>CAPITULO III</u>	
<u>D E S A R R O L L O</u>	
1.- DESARROLLO DE CAMPOS DE EXPLOTACION	16
2.- PERFORACION	16
2.1.- OPERACIONES PRELIMINARES	16
2.2.- EQUIPO Y MATERIALES	17
2.3.- PERSONAL QUE INTERVIENE EN LA PERFORACION	17
2.4.- PROGRAMA DE PERFORACION	18
3.- TERMINACION DE POZOS	20
3.1.- METODOS PARA OBTENER LA INFORMACION	21
3.1.1.- Métodos Directos	21
3.1.2.- Métodos Indirectos	23
3.2.- OPERACIONES PRELIMINARES A LA TERMINACION	25
3.3.- PERFORACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO	27
3.4.- PRUEBAS DE PRODUCCION	28
3.5.- ETAPA FINAL EN LA TERMINACION DE POZOS	28
4.- PONDERACION DE RESULTADOS	30
4.1.- RESULTADOS FAVORABLES	30
4.2.- RESULTADOS DESFAVORABLES	31

CAPITULO IV

E X P L O T A C I O N

1.- OPERACION Y ADMINISTRACION DE CAMPOS	33
2.- INGENIERIA PETROLERA	33
2.1.- DESARROLLO DE CAMPOS DE EXPLOTACION	33
2.2.- LOCALIZACION DE NUEVOS POZOS	34
2.3.- SUPERVISION DE TRABAJOS DE PERFORACION	34
2.4.- TERMINACION DE POZOS	35
3.- PERFORACION	35
4.- PRODUCCION	35
4.1.- EXPLOTACION DEL POZO	35
4.2.- CONTROL DE LA PRODUCCION	36
4.3.- MANTENIMIENTO Y CONSERVACION	37
5.- TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	37
5.1.- TRANSPORTE DE ACEITE Y GAS	38
5.2.- ALMACENAMIENTO DE ACEITE	38
5.2.1.- Medición	38
5.2.2.- Conversión	39
6.- SERVICIOS AUXILIARES	39
7.- REPERFORACION Y ABANDONO DE POZOS	40
7.1.- REPERFORACION DE POZOS	40
7.2.- ABANDONO DE POZOS	41

CAPITULO VC O S T O S D E E X P L O R A C I O N

1.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS	43
1.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS	43
1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS	44
2.- CUESTIONES IMPLICADAS EN LA APLICACION DE LOS COSTOS	45
2.1.- CONTROLES GUBERNAMENTALES	46
2.2.- FORMAS DE EXPLOTACION PETROLERA	47
3.- TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS COSTOS DE EXPLORACION	49
3.1.- CAPITALIZACION DE LOS COSTOS	50
3.1.1.- Determinación del carácter de la erogación	51
3.1.2.- Argumentos para capitalizar los costos de exploración	53
3.1.3.- Efectos de la contabilización bajo este método	54
3.2.- CAPITALIZACION DE UNA PARTE DE LOS COSTOS	56
3.2.1.- Determinación del carácter de la erogación	58
3.2.2.- Argumentos para capitalizar sólo la parte de los costos de exploración cuyos resultados son favorables	60
3.2.3.- Consideraciones sobre los argumentos que sostienen la aplicación de este procedimiento	61
3.2.4.- Mecanismo contable de este procedimiento	68
3.2.5.- Efectos de la aplicación de este procedimiento	69
3.3.- APLICACION DE LOS COSTOS COMO GASTOS DEL EJERCICIO	72
3.3.1.- Determinación del carácter de la erogación	72
3.3.2.- Argumentos para aplicar los costos de exploración contra resultados del ejercicio	75
3.3.3.- Consideraciones sobre los argumentos que sostienen la aplicación de este procedimiento	76
3.3.4.- Mecanismo contable de este procedimiento	80
3.3.5.- Efectos de la aplicación de este procedimiento	82

3.4.- APLICACION DE LOS COSTOS CONTRA UNA RESERVA PARA EX-

PLORACION	85
3.4.1.- Argumentos para la aplicación de este procedimiento	85
3.4.2.- Funciones de la reserva para exploración	86
A.- Considerando exclusivamente los resultados desfavorables	86
B.- Considerando los costos totales de la exploración	89
3.4.3.- Consideraciones sobre el carácter de la reserva	89
A.- Reserva de Superávit	92
B.- Reserva de Pasivo	92
C.- Categoría Especial de Reservas	93
3.4.4.- Constitución e incremento de la reserva y aplicaciones contables	95
3.4.5.- Consideración de las diferencias entre lo incurrido y lo aplicado	97
3.4.6.- Objeciones para la aplicación de este procedimiento	98
3.4.7.- Efectos de la aplicación de este procedimiento	100

CAPITULO VI**COSTOS DE DESARROLLO**

I.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS	103
1.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS	103
1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS	104
1.2.1.- Perforación directa	104
1.2.2.- Perforación indirecta'	105
1.3.- CONCENTRACION DE LOS COSTOS	105
2.- CUESTIONES IMPLICADAS EN LA APLICACION DE LOS COSTOS	106
2.1.- CONSIDERANDO LOS RESULTADOS FINALES DE LA PERFORACION,	
SEGUN SEAN FAVORABLES O DESFAVORABLES	106
2.1.1.- Capitalización de los costos, haciendo caso omiso de los resultados	
2.1.2.- Capitalización de los costos cuando los resultados son favorables, llevándolos a gastos cuando son desfavorables	107
2.1.3.- Capitalización de los costos cuando los resultados son favorables, cancelándolos contra una reserva cuando son desfavorables	109

2.2.- CONSIDERANDO UNA DISTINCION ENTRE LOS COSTOS TANGI-	
BLES E INTANGIBLES DE PERFORACION Y DESARROLLO	109
2.2.1.- Capitalización de los tangibles, llevando a gastos los intan-	
gibles	110
2.2.2.- Capitalización total de los costos (tangibles e intangibles)	111
3.- EXAMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS	111
3.1.- CONSIDERACIONES SOBRE LOS RESULTADOS FINALES DE LA PER-	
FORACION	111
3.1.1.- Pozos que resultan productivos	111
3.1.2.- Pozos que resultan improductivos	112
3.1.3.- Pozos con ambas características	112
3.2.- CONSIDERACIONES SOBRE EL USO DE UNA RESERVA	113
3.2.1.- Reserva para exploración	113
3.2.2.- Reserva para perforación	114
3.2.3.- Reserva para pozos improductivos	115
3.3.- CONSIDERACIONES SOBRE LA NATURALEZA DE LOS COSTOS	116
4.- TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS COSTOS DE DESARROLLO	117
4.1.- CARGO DE LOS RESULTADOS DESFAVORABLES COMO GASTOS DEL	
EJERCICIO	118
4.1.1.- Consideraciones generales	118
4.1.2.- Mecanismo contable	119
4.1.3.- Efectos de la aplicación de este procedimiento	120
4.2.- CANCELACION DE LOS RESULTADOS DESFAVORABLES CONTRA UNA	
RESERVA	121
4.2.1.- Consideraciones generales	121
4.2.2.- Objeto, creación y carácter de la reserva	121
4.2.3.- Mecanismo contable	122
4.2.4.- Efectos de la aplicación de este procedimiento	123

CAPITULO VII**COSTOS DE EXPLOTACION**

I.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS	125
1.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS	125
A.- Gastos de administración	126
B.- Gastos de servicios técnicos	126
C.- Gastos de servicios generales	126
D.- Gastos indirectos distribuibles	126
E.- Gastos de explotación de pozos	126
1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS	127
1.3.- CONTROL DE LA PRODUCCION	127
1.4.- CONCENTRACION DE LOS COSTOS	128
2.- CONSIDERACIONES SOBRE ALGUNOS CONCEPTOS PARTICULARES DE LOS COSTOS	129
2.1.- DEPRECIACION, AMORTIZACION Y AGOTAMIENTO	129
2.1.1.- Depreciación	129
2.1.2.- Amortización	130
2.1.3.- Agotamiento	132
2.2.- PERFORACION, REPARACION Y ABANDONO DE POZOS	134
2.2.1.- Perforación de pozos de explotación	134
2.2.2.- Reparación y reperforación de pozos	134
2.2.3.- Abandono de pozos	136
3.- CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACION DE LOS COSTOS	137
3.1.- OPERACION Y ADMINISTRACION DE CAMPOS	137
3.1.1.- Gastos de administración	137
3.1.2.- Gastos de servicios técnicos	138
3.1.3.- Gastos de servicios generales	140
3.1.4.- Gastos indirectos distribuibles	141
3.1.5.- Gastos de explotación de pozos	142

3.2.- COSTOS DE PRODUCCION	143
3.2.1.- Inventarios	143
3.2.2.- Valuación de la producción	145
A.- Costo a boca de pozo	146
B.- Costo en el campo	146
C.- Costo en el distrito	146
3.3.- APLICACION Y DISTRIBUCION DE LOS COSTOS	147
3.3.1.- Consolidación de las operaciones	147
3.3.2.- El método de reversión de precios	148
CONCLUSIONES	153
BIBLIOGRAFIA	158

CAPITULO I

GENERALIDADES

I.- ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA

La operación de la industria petrolera comprende cuatro grandes actividades que parten desde la localización de las fuentes de materia prima, hasta llegar a la venta de productos ya elaborados. Estas cuatro actividades se identifican como: a) Exploración, b) -- Explotación, c) Refinación, y d) Distribución.

I.1.- EXPLORACION

Esta actividad se refiere a los trabajos de localización de mantos petrolíferos, que -- han de convertirse en fuentes de abastecimiento de materia prima, es decir, petróleo en su estado natural o crudo, simplemente denominado "crudo", así como gas natural.

Los trabajos de exploración implican una serie de estudios geológicos y geofísicos -- previos, en zonas susceptibles de contener yacimientos petrolíferos. Concluída esta fase inicial dedicada a la exploración de los probables recursos explotables, se presenta otra -- etapa tendiente a poner en desarrollo dichos recursos, con el propósito de realizar su explotación integral. Consecuentemente, con base en los estudios exploratorios se procede con la perforación inicial o de prueba y de acuerdo con los resultados se determinan las -- posibilidades de explotación.

La actividad de desarrollo viene a ser una fase intermedia, posterior a la exploración y anterior a la explotación; pero es casi un hecho considerar que los conceptos de explotación y desarrollo sólo pueden diferenciarse teóricamente, ya que por circunstancias especiales es muy frecuente que en la práctica no sea posible establecer en qué punto se -- separan unos trabajos de otros¹, lo que ha llevado a que comúnmente ambos conceptos --

se ligen bajo la denominación conjunta de exploración y desarrollo o, simplemente, dentro de la actividad de exploración queden involucrados los trabajos de desarrollo, hasta en tanto no se comience a obtener una explotación comercialmente costeable.

1.2.- EXPLOTACION

Perforado un pozo petrolero, se calcula su posible rendimiento, predeterminándose su capacidad productiva. Asimismo, se clasifica el tipo de crudo obtenible de esa fuente, ya que el proceso de transformación se hará tomando en consideración sus características o especificaciones particulares.

Esta etapa se inicia en el punto mismo en que se pone en producción un pozo para explotarlo; esto es, que una vez determinada la costeabilidad del pozo y decidida su explotación, se procede con todos los trabajos necesarios para la obtención del crudo, su transportación y almacenamiento.

Las instalaciones comprenden todo lo necesario para la extracción, conducción y almacenamiento del petróleo. En la mayoría de los casos se incorporan al campo en explotación las instalaciones y obras de carácter permanente realizadas durante la etapa de exploración y desarrollo, tales como caminos y otras vías de comunicación, servicios de luz, vapor, agua, etc.

Por consiguiente, la explotación comienza con la extracción del crudo a la superficie, para conducirlo a su almacenamiento previo y termina, cuando dicho crudo es puesto en un punto final de embarque o de distribución a las plantas refinadoras,

1.3.- REFINACION

Tratándose de pozos productores de aceite, al recibirse el crudo en las plantas de refi

nación, éste pasa por una serie de procesos transformativos de donde surgen los diversos derivados del petróleo, los cuales habrán de someterse a variados tratamientos para obtener los productos finalmente elaborados.

Cuando se trata de pozos productores de gas, éste es enviado a las plantas de absorción, donde mediante un proceso especial se separa el gas y la gasolina cruda o natural, obteniéndose también otros derivados con características peculiares.

Dentro de la refinación se incluyen otras actividades productivas, afines a la propia industria, entre las que destaca la petroquímica, actividad que en los últimos años ha adquirido un notable impulso y desarrollo.

1.4.- DISTRIBUCION

En esta actividad se comprende la venta y distribución de los diversos productos elaborados y semi-elaborados, así como crudos exportables, gas, etc., atendiéndose al abastecimiento del mercado nacional o doméstico y del mercado exterior.

Estas funciones se realizan directamente desde los centros de refinación o a través de plantas terminales de almacenamiento y distribución.

2.- JERARQUIA DE LOS COSTOS

Para llegar a la determinación de los costos de refinación se requiere considerar los costos precedentes incurridos, los cuales se presentan reflejados en el costo de la materia prima, elemento del que fundamentalmente se sustenta el proceso de refinación. En estas condiciones, los costos de explotación, que son previos a la refinación, a su vez aparecen asociados a los costos de exploración y desarrollo, que son todavía más anteriores.

3.- EXPLORACION Y DESARROLLO

No obstante haber hecho notar que los conceptos de exploración y desarrollo por lo general se examinan conjuntamente, por razones prácticas, en el presente estudio se ha juzgado pertinente establecer la separación entre la etapa meramente exploratoria y la de desarrollo. Para ello se toma en cuenta que, en la industria petrolera, la exploración se realiza con el fin de localizar amplias áreas probables de explotación para el futuro, pero sin efectuar pruebas que conduzcan al hallazgo efectivo de hidrocarburos; mientras que en la etapa de desarrollo sí se llevan a cabo tales pruebas, con un plan debidamente trazado para poner en explotación una área determinada.

Aquí debe aclararse que a pesar del gran adelanto que se ha logrado en las modernas técnicas de exploración, todavía hasta la fecha el único modo seguro de determinar la existencia de petróleo en un lugar en particular es mediante la perforación, pues aún cuando el estudio realizado por la exploración fuera de lo más favorable, el pozo puede resultar improductivo, lo que en tales casos indica que el petróleo quizás existió en el lugar, pero ha emigrado a alguna otra parte².

2) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., Accounting Practices in the Petroleum Industry, Cap. I, p. 3, 1958.

CAPITULO II

EXPLORACION

I.- LA ACTIVIDAD DE EXPLORACION

Como se sabe, el petróleo es un recurso natural agotable, por lo que toda empresa dedicada a la explotación petrolera continuamente debe estar buscando nuevas reservas, -- que le permitan contar con suficientes fuentes de aprovisionamiento para reponer su consumo³. Esta necesidad de descubrir nuevos yacimientos va encaminada no sólo a compensar la baja de producción por agotamiento, sino a incrementar las reservas, por lo menos, en función directa del incremento del consumo⁴.

La actividad de exploración tiene por objeto la búsqueda de esos recursos naturales, -- mediante el reconocimiento de una zona determinada. De hecho, la exploración geológica se practica en regiones donde aflora la roca sedimentaria y, más concretamente, en lugares donde se localizan sedimentos marinos, por ser éstos los que sirven de índice para la búsqueda y hallazgo de mantos petrolíferos.

2.- EXPLORACION GEOLOGICA

2.1.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS

La Geología ha podido determinar que, con el transcurso del tiempo, al irse retirando los mares se fueron replegando las rocas, lo que dió origen a discordancias, esto es, cambios rápidos en la profundidad del mar, donde se fueron depositando diversos tipos de sedimentos, dando por resultado que arriba se encuentre una capa compacta, seguida por --

3) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., Cap. I, p. 3.

4) DE LA VEGA Domínguez, Jorge, La Industria del Petróleo en México, Cap. III, p. 81, Tesis-UNAM, 1958.

una parte suave y así sucesivamente otras más, delineándose perfectamente las diferentes capas estructurales de la corteza terrestre; pero luego, al sobrevenir el plegamiento de las capas, resultan unas formaciones anticlinales y, con el tiempo, viene la erosión que barre, por decirlo así, dicho plegamiento.

De ese registro de formaciones geológicas que van dejando los mares se ha hecho una clasificación, refiriéndolas a los distintos períodos o épocas terrestres, como sigue:

- a) Período Paleozoico (Pérmico, pensilvánico, devórico, silúrico, ordavísico, cámbrico).
- b) Período Mezoico (Cretásico, jurásico, triásico).
- c) Período Senozoico (Terciario, cuaternario).

Como es lógico suponer, los depósitos más recientes de sedimentos marinos se localizan en las formaciones correspondientes al cuaternario; sin embargo, entre más antiguas son las formaciones geológicas resultan más ricas en depósito petrolíferos, puesto que se ha comprobado que el petróleo es un producto proveniente de la descomposición de los cuerpos orgánicos, alojados en esas formaciones por milenios de años. Consecuentemente, en la mayor parte de los casos, la explotación petrolera se realiza en el cretásico.

2.2.- GEOLOGIA SUPERFICIAL

La estructura ideal para detener o acumular el petróleo, cuando trata de emigrar a la superficie, son los anticlinales, donde existen rocas porosas y permeables, encima de las cuales está una capa de roca impermeable, que es la que sella el depósito. Por lo tanto, después que se ha localizado una sedimentación marina se debe encontrar una "roca madre", que es donde se acumula y deposita la roca selladora.

Siguiendo la trayectoria de los anticlinales se reconstruye el plegamiento, encontrándose se que las capas de roca más antiguas aparecen localizadas en el centro del corte del --

plegamiento y es aquí donde, valiéndose de la paleontología, se determina la edad de -- las capas. Habiendo tomado las elevaciones, se traza un corte y se proyecta el pliegue -- anticlinal, localizándose la culminación estructural, es decir, la parte más alta del plega -- miento, que es donde habrá de perforarse.

Cuando las capas tienen poca inclinación se usa la plancheta, que consiste en una -- tabla sobre un tripié, en la cual se encuentra un aparato similar al teodolito o tránsito, -- fijándose la trayectoria de la línea y ya directamente en el campo se va dibujando el -- contorno de la estructura, utilizándose un estadal de cuatro metros, obteniéndose así la -- elevación del punto en el terreno. Mediante esta operación se va fijando la cima del -- punto intermedio con su elevación y entonces se empieza a configurar toda la estructura, es decir, se van uniendo los puntos que tienen la misma elevación, de tal manera que se logra contornear el horizonte, que se supone productor, el cual se puede identificar a -- base de sus elevaciones.

En estos trabajos de reconocimiento se utilizan, entre otros, los siguientes aparatos: -- altímetro, para medir las elevaciones; nivel de mano, para efectuar nivelaciones; podóme -- tro, para hacer levantamientos o medir a pasos; brújula Bruntons, para medir rumbos, y -- telémetro, para medir distancias.

La exploración geológica proporciona los datos estructurales que definen la actitud de las capas sedimentarias, por lo que los trabajos preliminares de reconocimiento tienen por objeto fijar horizontal y verticalmente los datos geológicos tomados, los cuales cubren -- dos aspectos: uno, el de la geología estructural, para estudiar el rumbo y echado que defi -- ne la actitud de la capa sedimentaria; el otro, el de la estratigrafía, para estudiar la su -- perposición de las capas en relación a su edad. El estudio de todos estos datos sirve para delinear las trampas estructurales susceptibles de contener hidrocarburos, determinándose

así las zonas posibles de explotación petrolera.

2.3.- EXPLORACION A BASE DE SONDEO

Técnicamente, la exploración a base de sondeo se encuentra comprendida dentro de la geología superficial. Se practica cuando la estratificación no está suficientemente clara, es decir, cuando se trata de una sola formación que aflora a la superficie. Entonces, se van haciendo sondeos para ir tomando muestras de arenas y rocas, interviniendo la paleontología, o sea, el estudio de los fósiles y las edades de las capas que los contienen. Así, con las muestras que se colectan se van marcando los contactos y determinándose las edades, hasta localizar la capa más antigua, de tal manera que al encontrar una formación más antigua seguida de otra más joven, ello estará detectando un plano anticlinal.

Al irse realizando los sondeos, es decir, tomándose muestras de fósiles a base de perforación, se van estableciendo puntos de contacto, correlacionándose unos con otros hasta contornear el horizonte que se supone productor de hidrocarburos.

2.4.- AEREO-FOTO-GEOLOGIA

Anteriormente, los trabajos preliminares de exploración se hacían mediante levantamientos con caballo, camioneta y brújula. En la actualidad, están tan avanzadas las técnicas que el método antes mencionado se ha venido suplantando, aun cuando todavía en desarrollo, por la aéreo-foto-geología, que se utiliza como una herramienta de la exploración superficial. Originalmente, este método sólo se utilizaba para trabajos de reconocimiento.

Desde un avión provisto de cámaras especiales se van fotografiando sectores, correlacionándose un punto de referencia con otro. Estas fotografías aéreas se examinan en un estereoscopio, estudiándose los relieves de la superficie, la inclinación de las capas, etc. Con los datos así recopilados, se va al campo o terreno localizado, se comprueban los es-

tudios de las fotografías y se establecen puntos de referencia.

En un programa de exploración, la ventaja que ofrece la fotografía aérea radica en la economía de tiempo y ello es tan importante, que la exploración de todo un territorio se acelera notablemente. Sin embargo, no se debe considerar la aéreo-foto-geología como sustituto del trabajo sobre el terreno, sino más bien como base para la eficiente y económica organización de la exploración y trabajo de campo y ha de tomarse en cuenta que la cantidad de información geológica obtenible de fotografías de una región específica, depende principalmente del grado de fidelidad con que la morfología refleje la estructura y litología de las rocas subyacentes⁵.

2.5.- GEOLOGIA DEL SUBSUELO

Aparte de la geología superficial, viene un trabajo conocido como geología del subsuelo. Este trabajo se practica donde se han perforado ya varios pozos exploratorios, para poder hacer las correlaciones estratigráficas de rigor. Tales correlaciones se hacen a base de registros eléctricos, microeléctricos, radiactivos, etc. Pero además de los datos estratigráficos obtenidos, en el estudio interviene como auxiliar la paleogeografía. También se utiliza la tectónica, que sirve para determinar los esfuerzos que originan los plegamientos de las capas estructurales.

Esta parte de la geología del subsuelo es lo que se conoce específicamente como litología interpretativa, o sea, el estudio e interpretación de las estructuras rocosas.

3.- EXPLORACION GEOFISICA

3.1.- CARACTERISTICAS GEOFISICAS

5) FITCH, Christie, Johnstone y Whittle, Geología Desde el Aire, Petróleo Interamericano, Octubre 1951, pp. 30/31.

Las propiedades físicas más importantes que muestran las rocas y formaciones geológicas, originan cuatro métodos geofísicos principales de exploración, para localizar estructuras geológicas, a saber:

- a) Densidad: Método Gravimétrico (Reflexión)
- b) Magnetismo: Método Magnetométrico
- c) Elasticidad: Método Sísmico (Refracción, Abanicos y Reflexión)
- d) Conductividad Eléctrica: Método Eléctrico.

Los dos primeros son métodos directos, por utilizar campos de fuerzas naturales; uno, - el campo gravítico terrestre y, otro, el campo magnético natural de los cuerpos geológicos. Los dos últimos son métodos indirectos, porque miden reacciones de los cuerpos geológicos a fuerzas físicas creadas artificialmente.

De los cuatro métodos mencionados, el que más uso tiene como método de reconocimiento es el gravimétrico, el cual lleva la gran ventaja sobre los demás, de tener un avance de observación bastante rápido.

En las áreas donde es posible hacerlo, primero se efectúan reconocimientos geológicos, que sirven para dar una idea de las posibilidades estructurales que tiene una área determinada. Hay regiones donde no se puede hacer lo que se dice geología superficial, por estar cubiertas por material completamente reciente y entonces tiene que usarse un método geofísico, porque el arma geológica se pierde. Pero aún en el caso de que la geología -- haga un estudio más o menos completo, se requiere el método geofísico para complementar el estudio de una zona determinada.

3.2.- EL METODO GRAVIMETRICO

El método gravimétrico se apoya en el uso del gravímetro, el cual registra las variaciones de densidad de las masas que están bajo la superficie del terreno. Esos cambios, natu-

ralmente, deben estar relacionados con los accidentes geológicos.

En la actualidad, el gravímetro es un aparato de tamaño reducido, que ha permitido una notable disminución en los costos de movimientos, acarreos, etc., ya que antiguamente era un aparato muy grande, que requería de cuatro personas para manejarlo.

3.3.- EL METODO MAGNETOMETRICO

El método magnetométrico se utilizó bastante en el pasado, pero en la actualidad casi ha caído en desuso. El magnetómetro es un aparato que sirve para medir la atracción o magnetismo de minerales en las cortezas terrestres.

3.4.- EL METODO SISMICO

El método de exploración geofísica más importante es el sísmico o sismológico, que consiste en medir las reacciones de las formaciones del terreno, a un disparo de dinamita, provocándose artificialmente un movimiento telúrico, tal y como si se tratara de un sismo. Así, mediante el sismógrafo se registran las variaciones de elasticidad.

3.5.- EL METODO ELECTRICO

El método eléctrico no se usa mucho, debido a que su alcance de sondeo no es muy profundo. Sin embargo, hay regiones, como en la zona de Tampico, donde se utiliza bastante, pues sirve para buscar fallas y fracturamientos estructurales. Como en zonas muy fracturadas el aceite viaja y se deposita más arriba de donde realmente está, entonces el método eléctrico puede rendir buenos resultados.

3.6.- CARACTERISTICAS DEL METODO SISMICO

Bajo el método sísmico se desarrollan diferentes sistemas de exploración, según la finalidad del estudio. Estos sistemas pueden ser de: a) refracción, b) abanicos, y c) reflexión.

3.6.1.- Refracción

Sirve para determinar variaciones de velocidad y se efectúa a puntos distintos. Actual

mente este sistema casi no se usa, más que en casos especiales.

3.6.2.- Abanicos

Este sistema se utiliza en regiones donde se sospecha que hay domos salinos, dirigiéndose la exploración del área escogida desde un punto determinado, hacia otros puntos -- dispuestos en forma de abanico, de donde toma su nombre.

3.6.3.- Reflexión

Es el sistema más usado en la actualidad. Consiste en explorar sistemáticamente una -- área con puntos ligados sobre brechas previamente trazadas, de tal manera que al irse obteniendo los datos del subsuelo, se van entrelazando para poder efectuar configuraciones posteriores. Estas configuraciones vienen a dar idea de lo que hay en el subsuelo, es decir, de las posibles estructuras o trampas estratigráficas que, como ya se ha mencionado, -- son el tipo de accidentes geológicos que pueden acumular hidrocarburos.

Las brechas se pueden hacer a mano o con maquinaria, lo cual dependerá de las facilidades del terreno, costos, etc., y una vez abiertas, interviene la topografía para hacer el levantamiento de los mapas de la región señalando las brechas hechas. En el levanta-- miento topográfico se marcan los puntos de tiro que se van a perforar y las estacas para -- los detectores. El detector es una especie de electroimán, que con los impulsos de las -- vibraciones que provoca el disparo de dinamita, a su vez vibra hacia arriba y hacia aba-- jo y esa misma vibración provoca una señal que es enviada mediante cables a un sismógra-- fo, tomándose así los registros respectivos.

Los pozos de tiro son aproximadamente de una profundidad entre unos 18 y 40 metros, -- según el área, pues algunos registros responden con pozos cortos y otros con pozos más pro-- fundos. Por lo general, los pozos tienen un diámetro de 13 milímetros aproximadamente, -- haciéndose uso de una perforadora portátil, montada en camión. Cada perforadora opera

acompañada de una pipa o carro-tanque para abastecer el agua de circulación, aunque a veces es conveniente contar con dos pipas.

Una vez perforado cada pozo, se baja al fondo una carga adecuada de dinamita, que varía según las características del terreno, en la que va insertado un detonador eléctrico. Estas cargas se disparan cuando se ha dispuesto lo necesario para observar cada línea o brecha con el sismógrafo, mediante los detectores esparcidos a lo largo de la misma brecha. Si el registro sismográfico resulta aceptable, con un solo disparo será suficiente; pero hay ocasiones en que se tiene que hacer un segundo disparo, ya sea porque se presentan fallas, porque hubieran variado las condiciones, o bien, por faltar energía y entonces se necesita aumentar la carga. Unos terrenos permiten hacer dos o más disparos en un mismo pozo; pero hay otros en que para poder volver a hacer un segundo disparo se tiene que repetir la perforación en un pozo y ejecutar nuevamente trabajos de observación.

Con estos disparos se obtiene en cada punto de tiro un perfil observado, cuya longitud depende de la extensión de los detectores en el terreno. Este perfil es obtenido mediante el sismograma registrado en el aparato en cada disparo. En el sismograma, que son tiras de lecturas gráficas, se registran fotográficamente las señales recibidas mediante la emisión de rayos de luz y contrastes de sombra. Cada uno de estos perfiles marca las capas reflectoras que existen bajo la superficie a diferentes profundidades, que alcanzan a veces de 5,000 hasta 7,000 metros. Cada capa marcada en estos perfiles elegidos convenientemente, pueden dar lugar a la configuración de un horizonte a lo largo de toda una área. Estos horizontes se trazan por cada brecha, en secciones milimétricas, para llevarse después a un mapa de toda la región en estudio.

A través de estos mapas se conocen las posibilidades estratigráficas y estructurales más importantes, que pueden constituir buenas localizaciones para perforación de pozos pro-

fundos, es decir, con la finalidad de obtener producción de hidrocarburos. Posteriormente, se procede a señalar esas localizaciones en el terreno, marcándolas como susceptibles de ser perforadas para fines de explotación petrolera.

4.- PERSONAL QUE INTERVIENE EN LA EXPLORACION

De acuerdo con el programa de exploración, los trabajos son asignados por brigadas - que dependen del departamento de exploración de una zona determinada. Cada brigada queda bajo la supervisión de un jefe técnico, encargado de todo el trabajo técnico de -- interpretación, formulación de informes periódicos, etc., incluyéndose, además, uno o -- dos calculistas.

Por lo general, el personal de campo de cada brigada es el siguiente:

Una cuadrilla de topografía, con un topógrafo en jefe.

Un perforador con un ayudante y operadores de camión-tanque, con sus ayudantes.

Un observador técnico, quien depende del jefe técnico de la brigada, y de acuerdo con las condiciones del área en exploración, el resto del personal puede consistir en un cabo de aparato y cuatro a ocho obreros generales. El aparato utilizado por el observador se opera montado en un camión.

Un administrador de la brigada, que a veces cuenta con un chofer de la camioneta a -- su servicio; un oficinista; un cocinero con ayudante y un chofer de transportación. Asimismo, se incluyen dos veladores, uno para vigilancia del campamento y otro para los polvo rines, encontrándose estos últimos aislados del campamento.

Un tirador y su ayudante. Este grupo trabaja conjuntamente con el grupo de observa-- ción. Utiliza un camión tirador especial, donde se almacena la dinamita que ha de usar-- se en el día, provisto de un tanque con agua para recargar los pozos antes de cada disparo.

Un mecánico, que generalmente opera como contratista, utilizando uno o dos ayudantes, cuyos salarios corren a cuenta del mismo. Este mecánico se encargará del mantenimiento, servicio y reparación de todo el equipo mecanizado.

CAPITULO III

DESARROLLO

1.- DESARROLLO DE CAMPOS DE EXPLOTACION

Cuando se decide probar una área determinada, con la idea de ponerla en explotación, se hacen todos los preparativos necesarios para la perforación, por lo que previa consulta de los estudios exploratorios ya existentes se selecciona el lugar en donde ha de perforarse, lo cual da origen al establecimiento de un campo en desarrollo.

Durante el desarrollo de un campo de explotación, la perforación de cada nuevo pozo implica la necesidad de abrir caminos para comunicar a un pozo con otro. Asimismo, en esta etapa se levantan construcciones de corta duración y otras instalaciones susceptibles de ser desmanteladas si los trabajos resultan infructuosos, o bien, sujetas a ser ampliadas y erigidas con carácter permanente al obtenerse resultados satisfactorios en la explotación del campo.

2.- PERFORACION

2.1.- OPERACIONES PRELIMINARES

Ante todo, se obtiene el permiso de perforación correspondiente, así como el derecho de paso y ocupación de los terrenos donde ha de realizarse el programa de perforación.

Se procede a hacer un levantamiento topográfico del lugar y luego se efectúa el desmonte y limpieza de una hectárea de terreno para cada pozo que ha de perforarse, señalándose el centro de localización del pozo y se construyen caminos de acceso hasta cada una de las localizaciones. Además, en el sitio señalado para abrir el pozo, ha de contarse con toda el agua necesaria para la perforación, por lo que se incluye tubería y su ten-

dido para este propósito.

2.2.- EQUIPO Y MATERIALES

Para los trabajos de perforación ha de contarse con un equipo de perforación rotatorio completo, con motores de combustión interna (diesel o gas), de 8,000 pies (2,438.4 mts.) de capacidad, con tubería de perforación de 4½ pulgadas (11.4 cms.) con todos sus accesorios y herramientas, incluyendo los normales de pesca, etc., así como equipo necesario para transporte de maquinaria y aditamentos de perforación, materiales, etc. También -- deberá contarse con las correspondientes barrenas de perforación, con una válvula maestra y una válvula contra brates imprevistos de control mecánico o hidráulico.

Con el equipo de perforación habrá de operar también una planta para lodos, con los -- necesarios ingredientes químicos para el acondicionamiento de los lodos de perforación.

Entre los materiales se comprenden las tuberías de ademe y de producción, árbol de -- válvulas completo y la válvula definitiva de control, en su caso; zapatas de cementación, estoperos y coronas de muestras; cemento necesario para las cementaciones de las tuberías, así como combustibles, grasas y lubricantes que se utilizan para la operación de los equipos de perforación y transporte.

2.3.- PERSONAL QUE INTERVIENE EN LA PERFORACION

El personal que interviene directamente en los trabajos de perforación está integrado -- por tres cuadrillas, laborándose tres turnos de ocho horas cada uno, por lo que cada cuadrilla opera un turno. Por lo general, cada cuadrilla se compone de un perforador, un cabo de perforación, un ayudante del perforador (chango), tres ayudantes de piso, un mecánico especialista en combustión interna, un soldador y su ayudante, un engrasador y un -- lodero. Asimismo, interviene una cuadrilla de relevo, que cubre los descansos semanales de cada una de las tres cuadrillas. Entre el personal técnico figura directamente un inge-

niero petrolero, como supervisor de pozos de perforación y, además, en la supervisión general de los trabajos participan un ingeniero petrolero, un ingeniero geólogo y un ingeniero químico⁶.

También debe considerarse el personal extra encargado de diversas operaciones, utilizándose los servicios de cuatro obreros generales y un cabo de perforación para colocar la diferente tubería de "casing", así como una cuadrilla para los trabajos de cementación de las tuberías de revestimiento, integrada por un operador del equipo de cementación, un cabo y cinco obreros generales. En las operaciones de registros eléctricos, etc., intervienen un ingeniero técnico operador del cambián de registros, un malacatero y un ayudante⁷.

Para el armado del equipo de perforación, trabajos en los que ya intervienen las cuadrillas de perforación, generalmente se llevan diez días. Una vez iniciados los trabajos de perforación, éstos duran aproximadamente seis semanas. El trabajo de colocación de las tuberías de "casing" comúnmente se hace en tres operaciones aisladas, considerándose una jornada de ocho horas diarias para cada operación. Para los trabajos de cementación de las tuberías de revestimiento, incluyendo las pruebas respectivas, se les considera una aplicación de seis días, tomando como base seis lapsos aislados de ocho horas por día⁸.

2.4.- PROGRAMA DE PERFORACION

El programa de perforación y terminación de cada pozo incluye la perforación, muestreo, cementaciones, pruebas de producción, registros eléctricos y todas aquellas pruebas y operaciones que sean requeridas.

6) DIAZ G., M. Samuel, Análisis del Costo Promedio de la Perforación de un Pozo en el Distrito José Colomo, Tab., pp. 58/63, Tesis-IPN, 1957.

7) Opus cit.

8) Ibidem.

Preparado el lugar donde ha de perforarse, se construye un sótano, zanja y foso, procediéndose a armar la torre de perforación. Una vez armada dicha torre, se monta el equipo y maquinaria de perforación, contándose con la necesaria tubería de perforación, barrenas o taladros, equipo para pescar, calderas, etc., así como dispositivo de control y equipo de la boca del pozo.

Junto al equipo de perforación se instala la planta de lodos, que cuenta con dos presas para contenerlos. Estos lodos se preparan químicamente con diversas sustancias, tales como bentonita, barita, tetrafosfato sódico, pirofosfato tetrasódico, etc., así como aceite --crudo. A medida que avanza la perforación, el lodo circula a través de la tubería interior y el espacio anular comprendido entre la tubería y las paredes del pozo, de tal manera --que es succionado de una de las presas y por medio de mangueras conectadas a la unión --giratoria, pasa al interior de la tubería de perforación, sale por los orificios de la barrena para regresar por el espacio anular, llegando a la criba vibratoria, para pasar al canal de asentamiento, presas de asentamiento y finalmente a la presa de succión, donde es tomado nuevamente por las bombas estableciéndose así una circulación continua.

La energía o potencia necesaria para el equipo en general, tales como la mesa rotatoria, bomba de circulación del fluido de perforación, operaciones de sacar y meter tubería de perforación, producción y revestimiento, la proporciona un conjunto de motores de combustión interna.

Según avanza la perforación se van colocando tramos de tubería de ademe, pero el --diámetro de ésta es cada vez menor a medida que se obtienen mayores profundidades. Al alcanzarse una determinada profundidad y antes de colocarse la tubería de diámetro me--nor, se procede a cementar toda la tubería ya colocada, siguiéndose este procedimiento --sucesivamente hasta que la última tubería es cementada, al llegar a la profundidad progra

mada para el pozo, generalmente no mayor de 8,000 pies (2,438.4 metros). El equipo de cementación va montado sobre un chasis de camión, completo, incluyendo manguera, conexiones, cabeza de cementación, unidades motrices, bombas, sistema de mezcla, cajas graduadas, etc. El lodo de cementación forma en las paredes del pozo una película (mud-cake) impermeable, que no permite que fluyan a la superficie ni los flúidos, ni otros líquidos encontrados durante el avance de la perforación.

De hecho, desde el momento en que la barrena o taladro penetra en la formación almacenadora de hidrocarburos, ya sea gas, aceite o ambos, se da por terminada la perforación del pozo, procediéndose a cementar la tubería hasta el fondo. Mientras esto ocurre, ya se han hecho las instalaciones superficiales en el pozo, a fin de controlar el brote de los hidrocarburos.

Cuando es imposible proseguir la perforación de un pozo se procede a taponarlo. En caso de taponamiento, en vez de la prueba de la tubería de ademe de seguridad, se coloca un tapón de fondo y el monumento reglamentario. Esto, cuando el pozo perforado resulte comercialmente improductivo.

Durante la etapa de perforación, aunque muy eventualmente, a veces se hace necesario efectuar una serie de maniobras extraordinarias conocidas como "operaciones de pesca" y que consisten en recuperar tuberías que se rompen al estarse perforando o cuando la tubería de perforación se daña o atora.

3.- TERMINACION DE POZOS

Cuando se ha llegado a la etapa final de la perforación de un pozo se hacen una serie de preparativos tendientes a ponerlo en explotación, de manera que al darse por concluida la perforación, por haberse alcanzado la profundidad requerida, se procederá luego --

con los trabajos de terminación, los cuales han de culminar con el brote del hidrocarburo a la superficie.

El programa de terminación de un pozo se formula tomando como base la información obtenida durante el desarrollo de su perforación, disponiéndose, asimismo, de la obtenida en pozos cercanos, si la perforación se realiza en una zona de explotación o desarrollo. Mediante esta información se define el intervalo o intervalos que deben ser tomados en consideración para esta etapa.

3.1.- METODOS PARA OBTENER LA INFORMACION

Para la obtención de la información que se requiere para la terminación de un pozo petrolero se siguen dos métodos, directos e indirectos, a saber⁹:

3.1.1.- Métodos Directos

1) Muestreo de canal: Consiste en la colección de los cortes que hace la barrena de los estratos atravesados por la perforación, los cuales son llevados a la superficie por la corriente del lodo de perforación. Recolectados estos cortes, se anota la profundidad y nombre del pozo, siendo llevados al laboratorio para su estudio.

2) Registro continuo de hidrocarburos: Como al perforar deja la barrena pequeños cortes, si éstos forman parte de una estructura con contenido de hidrocarburos, liberan parte de ellos que son arrastrados por el fluido de perforación, así como también retienen parte de ellos en su espacio poroso. El contenido de fluidos en el lodo y en los cortes es detectado en la superficie por medio de métodos adecuados, llevándose el registro en forma continua y es hecho en un laboratorio junto al pozo con conexiones a la línea de descarga del lodo a las presas. Las operaciones efectuadas por este registro son las siguientes: -

9) DELGADO Herrera, Gregorio, Terminación de Pozos Petroleros en General, Cap. I, -- pp. 1 al 19, Tesis-UNAM, 1959.

a) Velocidad de perforación, b) Tiempo de atraso, c) Gas en el lodo, d) Gas en la muestra, e) Conductividad del agua, f) Fluoránálisis, y g) Examen litológico.

Los resultados de estas pruebas son graficadas para correlación con el registro eléctrico y el de núcleos, a fin de obtener una información más completa en la etapa de terminación del pozo.

3) Muestreo mecánico de fondo: Por medio del muestreo de fondo se determinan contactos entre formaciones, así como niveles gas-aceite o agua-aceite. Este sistema de muestreo se hace indispensable cuando durante la perforación se encuentra alguna manifestación de hidrocarburos por medio del registro continuo o bien, cuando por correlación de registros eléctricos, se determina la cima de una formación productora en pozos cercanos.

4) Selección de muestras: De las muestras obtenidas por cualquier método de muestreo se hace una selección, de tal manera que las escogidas para análisis sean las de mayor interés en el intervalo muestreado.

5) Análisis de muestras: El análisis de núcleos es una valiosa ayuda en la sucesiva exploración, explotación y evaluación de reservas de gas y aceite. Los datos obtenidos de este estudio hacen posible el conocimiento de contactos entre flúidos y predecir el tipo de producción que se tendrá en esa zona.

6) Pruebas de formación: Estas pruebas consisten en poner en comunicación una formación con la presión atmosférica o muy cercana a ésta, cuando para protección de la tubería de perforación se hace necesario poner una columna de agua en el interior, ayudando así a evitar su aplastamiento. De los resultados obtenidos de estas pruebas es planeada la terminación de un pozo, ya que la información permite la valuación de la capacidad productora de una formación. En tales condiciones, la conclusión inmediata de estas pruebas es la siguiente: a) La conveniencia de abrir el intervalo a explotación, o éste no es cos-

teable, b) Mejor intervalo que debe abrirse a explotación, c) La determinación del nivel de agua, si es que existe, d) Permeabilidad aparente de la formación, y e) Si es acumuladora de hidrocarburos, pero con baja permeabilidad.

7) Muestreo de pared: Este muestreo se hace necesario, cuando en una recuperación — de los núcleos de fondo ello es insuficiente para conocer las características de la formación atravesada, no teniéndose una información exacta. También se justifica su empleo — cuando al tomar un registro eléctrico se nota que se pasó desapercibido un cuerpo con — buenas características eléctricas, que haga sospechar contiene hidrocarburos.

3.1.2.- Métodos Indirectos

1) Registro eléctrico: Es la medida continua por medio de gráficas del potencial natural y la resistividad eléctrica de los diferentes estratos atravesados en una perforación. — Es de gran importancia, ya que por medio de él se planea la terminación de un pozo y su programa de revestimiento, permitiendo hacer correlaciones para la configuración de planos y secciones estructurales, puesto que cada formación es identificada por sus características eléctricas.

2) Registro de microsonda: Este registro permite precisar con exactitud todos los desarrollos arenosos y contactos entre formaciones sucesivas. Su principal utilidad es que da — idea de la permeabilidad de una formación, lo que complementa la información obtenida con otros registros, para abrir a producción los intervalos que presenten mejores características eléctricas.

3) Registro de calibración: Los registros de calibración del agujero tienen su principal aplicación en la cementación de tuberías de revestimiento. Este registro reporta una información precisa del diámetro del agujero en la longitud perforada.

4) Interpretación del registro eléctrico: Como las variaciones en la resistividad son de—

bidas en gran parte al contenido de flúidos de las rocas y las variaciones del potencial - espontáneo, por los cambios de permeabilidad en los estratos se puede llegar a ciertas -- conclusiones, acerca de su litología, su espesor y contenido de flúidos.

Las operaciones que han sido descritas están encomendadas a una sección de geofísi-- ca, también conocida como "Sección de Schlumberger", que es el nombre de la casa que tiene la patente del equipo para tales trabajos, utilizándose un camión equipado con una cabina especial, en la cual va montada una serie de instrumentos de medición que operan eléctricamente.

El muestreo de pared se efectúa mediante un método de disparos, para lo cual se toman muestras reales de la formación bajando un aditamento, el que se acciona con el mismo - principio de los disparos a chorro, de que hablaremos más tarde; pero la cápsula explosi-- va empuja otra cápsula que se incrusta en las paredes del pozo. Esta última cápsula está adherida al muestrero mediante resortes y con su movimiento lo saca, extrayendo la mues-- tra de la formación para conocer las características de las arenas, tales como permeabili-- dad, porosidad, saturación de agua, etc., analizándose estas muestras en el laboratorio.

Los registros eléctricos y microeléctricos se basan en enviar una corriente al pozo pa-- ra ver cuál es su reacción dentro de las formaciones y la recibe un receptor que, a su -- vez, la transmite a un galvanómetro y allí se van graficando en una película, obtenién-- dose así, mediante un electrodo, la curva de resistividades. Otro electrodo va registran-- do la corriente propia o natural de la formación originada por la electroquímica y la -- electrofiltración. Con el registro microeléctrico también se pasa el registro de calibra-- ción, para medir eléctricamente el diámetro del agujero.

El registro de echados consiste en tomar el echado natural de la formación estructural, registrándose eléctricamente en una película, para ser interpretado posteriormente de --

acuerdo con las curvas que toman, considerando la desviación del pozo. El registro de -- temperatura consiste en correr un termómetro de máximas, que a medida que se va bajando registra la temperatura del pozo y es aplicable para determinar el nivel del cemento en -- el espacio anular. Adicionalmente, con el registro de temperatura, también se puede de- terminar el contenido de flúidos que comprende la formación.

3.2.- OPERACIONES PRELIMINARES A LA TERMINACION

La etapa de terminación de un pozo se inicia en el momento que éste alcanzó la pro-- fundidad programada y toda operación subsecuente tendrá como fin poner los diferentes -- desarrollos productores en condiciones de ser explotados por medio de un control subsuper-- ficial o aparejo de producción. Para elaborar el programa de terminación, con el regis-- tro eléctrico se determinan los cuerpos arenosos que por sus características eléctricas ten- gan probabilidades como productores de hidrocarburos y por el análisis de éstos se conoce su porosidad, permeabilidad y saturación de flúidos. Por medio del registro de núcleos se ve qué intervalos fueron muestreados y los resultados del análisis de cada zona; además, se cuenta con el expediente que se lleva a cada pozo, en el que se indica qué intervalos -- fueron probados y el resultado de estas pruebas. Por otra parte, el registro eléctrico se co- rrelaciona con los efectuados en pozos vecinos, determinando su posición estructural y si -- ésta es más alta, comparado con pozos productores de la misma área, se tendrán todas las -- probabilidades de que los desarrollos arenosos de la perforación sean productores; pero en caso que sean estructuralmente más bajos se define el intervalo por medio de una prueba -- de producción¹⁰.

Seleccionado el intervalo o intervalos convenientes para su terminación, se calcula el

10) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. II, p. 20.

volumen de cemento para cubrir dichas zonas. Llegada esta etapa, se procede a la cementación de la tubería final de revestimiento, lo que tiene por objeto asegurar la protección en las zonas productoras y tener una separación efectiva en las formaciones penetradas, - así como que el cemento debe formar un anillo compacto e impermeable alrededor de la - tubería, protegiéndola contra la corrosión y el aplastamiento. Observando las variaciones de la presión dentro de la tubería de revestimiento después de la cementación y aprovechando el fenómeno de fraguado, con el fin de determinar el nivel a que llegó el cemento en el espacio anular, se procede a tomar el registro de temperatura, una vez transcurridas 16 a 18 horas después de haber cementado la tubería. Este registro es valioso en la terminación de pozos, ya que por él se conoce si la distribución del cemento fué correcta o si -- hubo alguna falla debida a canalización o fractura en alguna formación¹¹.

También se efectúa un registro radiactivo, cuyo objeto es medir las variaciones de radiactividad, tanto natural como inducida de las diversas formaciones atravesadas, lo que permite conocer su estratigrafía, así como el contenido de flúidos. Asimismo, junto con el radiactivo en agujero revestido, se toma un registro de coples, cuya función es proporcionar una localización exacta de los coples de la tubería de revestimiento. Esto tiene una - aplicación básica en la operación de disparos para poner en producción la formación, ya - que su exactitud depende de la posición de los coples más cercanos del intervalo deseado. Además, la colocación del tapón o empaque de producción y tapones para aislar un intervalo determinado, basa su exactitud también en el registro de coples. Por otra parte, como una medida de seguridad, la tubería de revestimiento debe ser probada aplicando presión - interna, probándose también las conexiones superficiales¹².

11) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. II, pp. 21 a 26

12) Ibidem, pp. 27, 31 y 32.

Hay ocasiones en que se hace necesario efectuar una segunda cementación o lo que se conoce como una cementación forzada. Esta operación consiste en la inyección de cemento a alta presión a través de perforaciones hechas en la tubería de revestimiento. Se aplica en la reparación de cementaciones defectuosas debidas a canalización por contaminación de lodo o insuficiencia de cemento, para el aislamiento de agua salada de un intervalo productor, para obturar perforaciones del tramo cuya producción no es satisfactoria, para obturar fugas por la rotura de la tubería de revestimiento o para reducir la relación gas-aceite en la producción de un pozo¹³.

3.3.- PERFORACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Escogidos los intervalos que se van a disparar, se efectúa la perforación de la tubería de revestimiento. Para este fin se han desarrollado varios tipos de perforación, que son conocidos, uno, como de bala y, otro, como de chorro; pero en la actualidad la perforación a chorro tiene mayor aplicación.

Efectuada la cementación final, se hace el desplazamiento del lodo por agua y opcionalmente el agua por aceite. Para disparar la formación almacenadora de hidrocarburos se utilizan unas pistolas desintegrables especiales de aluminio, que son bajadas mediante un cable hasta quedar frente al estrato que se supone productor. Estas pistolas contienen doce cápsulas o cargas explosivas por metro, de manera que al enviarse desde la superficie una corriente eléctrica, ésta pasa a un fulminante encendiéndolo y luego, por el aumento de la temperatura, una cañuela hace que la cápsula explote produciendo una ráfaga fundente en forma de chorro. Los disparos perforan la tubería, el cemento y la roca porosa que se encuentra en derredor, brotando los hidrocarburos por los agujeros así --

13) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. II, p. 39.

perforados, para fluir a la superficie por la tubería de producción, sin que ésta se obstruya por las pistolas que se desintegran en muy pequeños pedazos.

3.4.- PRUEBAS DE PRODUCCION

Antes de abrir el intervalo a producción en su totalidad es costumbre probar su base, - para lo cual se perfora la longitud de un pie (4 ag). Si la prueba resulta satisfactoria, se abre a producción todo el intervalo con una densidad de disparos de 6 ags/pie. De resultar parcialmente invadida de agua, se procura su aislamiento por medio de inyección de - cemento a presión, verificándose el resultado de esta operación por medio de una prueba seca y si la cementación forzada no tuvo el éxito deseado se repite la operación hasta - conseguirlo. Esta es una prueba definitiva, con el fin de valuar la capacidad productora - de una formación. Sin embargo, en campos de explotación en que se tiene un amplio con - cimiento de las zonas productoras, salvo con ciertas excepciones, no se efectúan pruebas de producción¹⁴.

3.5.- ETAPA FINAL EN LA TERMINACION DE POZOS

La etapa final en la terminación del pozo comprende la instalación del aparejo de pro - ducción y la colocación de medios superficiales de control, todos ellos necesarios para - poner el pozo en condiciones de explotación. El aparejo de producción en la terminación de un pozo petrolero tiene como fin el controlar el flujo de hidrocarburos a la superficie. El diseño de dicho aparejo debe estar ajustado a las necesidades presentes en la explota - ción del yacimiento y, asimismo, permitirá efectuar en el futuro operaciones de reacondi - cionamiento o instalación de métodos artificiales de producción¹⁵.

Fundamentalmente se distinguen dos tipos de terminación: la convencional y la perma-

14) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. II, p. 37

15) Ibidem, Cap. III, pp. 44 y 47.

nente. En la terminación convencional, la formación o formaciones productoras son conectadas al interior del pozo perforando la tubería final de revestimiento y por medio de pruebas de producción y cementaciones forzadas se selecciona el mejor intervalo para ser puesto en explotación; posteriormente y con el pozo bajo control, se instala el aparejo de producción. En el otro tipo de terminación, se hace la instalación permanente del aparejo de producción en el pozo, en el que van todas las instalaciones necesarias para tener circulación la tubería de producción con el espacio anular, así como para asiento de herramientas diseñadas para esta clase de trabajos. La introducción de esta nueva técnica permite un mejoramiento y simplificación de operaciones propias de esta etapa, exponiendo al mínimo el pozo y logrando un mejor aprovechamiento de las reservas del yacimiento con un menor costo¹⁶.

La terminación de los pozos puede ser sencilla o múltiple. Pozos sencillos son aquellos que se explotan en una sola capa productora. Los pozos con terminación múltiple tienen por objeto explotar al mismo tiempo dos o más zonas productoras, lo que permite un sistema económico de explotación, controlando el flujo de cada una por separado. Bajo estas condiciones puede haber pozos dobles que produzcan en dos intervalos y, para el efecto, una vez que se ha colocado y cementado la tubería de revestimiento hasta el fondo del pozo, entre la última capa productora y la inmediata superior se coloca un tapón a presión, que es atravesado por el centro por una tubería de producción; por esta tubería se extraerán los flúidos de la última capa productora y mediante el tapón intermedio se estará en posibilidad de explotar al mismo tiempo, pero en forma independiente, la capa inmediata superior. Aun cuando son muy excepcionales, también puede haber pozos triples, —

16) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. III, p. 44.

en los que se sigue un procedimiento similar, sólo que aquí serán tres las arenas o capas productoras.

En la operación final se coloca el empaque de producción a la profundidad deseada, procediéndose al armado de la tubería de producción con las instalaciones necesarias para el funcionamiento del aparejo de producción, el cual queda colgado en el nido del medio árbol de válvulas. Posteriormente se quitan los preventores, instalando el árbol de válvulas con sus conexiones al quemador y se desplaza el lado por agua. Luego se deja fluir el pozo, controlando el flujo por medio de orificios apropiados hasta que establezca su presión, cerrándose después para colocar un estrangulador de fondo en el dispositivo de circulación, comprobando la efectividad de su funcionamiento. Finalmente, se deja el pozo en observación, registrando sus presiones, quedando en condiciones de explotación.¹⁷

Todos estos trabajos relacionados con el desarrollo de campos petroleros son supervisados por el Departamento de Ingeniería Petrolera. Terminado un pozo, dicho departamento turna aviso al Departamento de Producción, con los datos técnicos relacionados con presión de la arena, registros efectuados, profundidad, etc. Este último departamento recibe así el pozo puesto en explotación, para el control de su producción y mantenimiento.

4.- PONDERACION DE RESULTADOS

4.1.- RESULTADOS FAVORABLES

El gas puede estar libre, saturado o disuelto en el aceite (petróleo crudo), en consecuencia, un pozo puede ser eminentemente productor de gas o bien, preferentemente productor de aceite.

17) DELGADO Herrera, Gregorio, opus cit., Cap. III, p. 48.

La productividad de un pozo de aceite se calcula mediante los siguientes métodos: a) Prueba de potencial; b) Índice de productividad, que se obtiene a través de las presiones de fondo, es decir, se calcula a partir de la producción diaria del pozo y sus presiones correspondientes; y c) Mediciones. Todo esto va encaminado a un mismo fin, o sea, obtener el máximo de aprovechamiento del yacimiento.

La productividad de un pozo de gas se calcula tomando en cuenta la producción estimada de fluido, basada en la presión y orificio (estrangulador por el que fluye el gas).

Una vez que se logra que un pozo brote, conviene determinar hasta qué punto es comercialmente productivo, lo cual se hace tomando en cuenta, en términos generales, las siguientes condiciones mínimas.

Tratándose de pozos productores de aceite se procura aprovechar de éstos lo más posible, sin embargo, su producción puede considerarse costeable hasta 12 barriles por día, -- como mínimo. Tratándose de pozos de producción de gas, si éste alcanza a fluir a una -- presión mínimo de 100 libras, también puede considerarse costeable.

No obstante lo anterior, generalmente estos pozos que apenas alcanzan el mínimo de producción requerida se dejan cerrados, para aprovecharse en un tiempo futuro, lo que, -- incluso, en ocasiones da por resultado que al explotarse posteriormente, la producción -- fluye en condiciones mejores, por la acumulación que muchas veces ocurre al permanecer cerrados por algún tiempo.

Terminado un pozo se procede a la dismantelación de los equipos y torres de perforación, que se llevarán a otro lugar para nuevas perforaciones. Por consiguiente, la actividad de desarrollo culmina con la explotación comercial del pozo.

4.2.- RESULTADOS DESFAVORABLES

Como ya se ha explicado en párrafos precedentes, cuando la perforación se realiza en

una área no probada, es decir, en una zona que aún no ha sido puesta en explotación integralmente, por lo general, es más frecuente que los resultados sean desfavorables, esto es, que el pozo resulte seco o improductivo.

En estas condiciones, cuando los trabajos de la perforación de un pozo son infructuosos, se procede a taponarlo y abandonarlo. Sin embargo, a fin de recuperar parte de los costos incurridos, se ejecutan trabajos tendientes a rescatar la tubería utilizada y el máximo de instalaciones que es posible.

CAPITULO IV

EXPLORACION

1.- OPERACION Y ADMINISTRACION DE CAMPOS

Una vez que ha sido perforado un pozo del que se han obtenido resultados favorables y se decide continuar con el programa de perforación para una área concreta, al entrar en pleno desarrollo el campo petrolero todas las actividades subsecuentes estarán encaminadas hacia su explotación integral.

Los campos así desarrollados, es decir, puestos en explotación, pasan a ser controlados por un Distrito de Explotación, que dirige y supervisa las actividades relacionadas con la operación y administración de los campos bajo su jurisdicción.

Aparte de los diversos departamentos administrativos y de servicio, dependen del Distrito de Explotación los departamentos de Ingeniería Petrolera, Perforación y Producción. Asimismo, relacionadas con la explotación de campos se realizan otras actividades, tales como la de transporte y almacenamiento de aceite y gas, servicios auxiliares y la de re-perforación y abandono de pozos.

2.- INGENIERIA PETROLERA

En general, el Departamento de Ingeniería Petrolera se encarga de los trabajos de pozos y de la administración de campos en desarrollo; pero básicamente sus actividades son las siguientes: a) Desarrollo de campos de explotación; b) Localización de nuevos pozos; c) Supervisión de trabajos de perforación; y d) Terminación de pozos.

2.1.- DESARROLLO DE CAMPOS DE EXPLOTACION

De hecho y desde un punto de vista general, corresponde al Departamento de Ingenie

ría Petrolera atender a todo lo relacionado con el desarrollo de campos de explotación, siendo así que interviene en los estudios previos para poner en explotación un campo -- nuevo y supervisa los trabajos de perforación del primer pozo y de los subsiguientes.

2.2.- LOCALIZACIÓN DE NUEVOS POZOS

De acuerdo con el Departamento de Exploración respectivo, Ingeniería Petrolera estudia qué nuevas zonas de una estructura conocida se pueden encontrar, es decir, explorarla por medio de perforación y de este modo ir poniendo en desarrollo el campo, extendiendo su explotación hasta el máximo.

2.3.- SUPERVISION DE TRABAJOS DE PERFORACION

Uno de los departamentos más ligados a Ingeniería Petrolera es el de Perforación, -- ya que aquél supervisa los trabajos que éste desarrolla, desde el momento en que se señala el lugar preciso donde ha de perforarse, hasta que se da por terminada la perforación. El Departamento de Ingeniería Petrolera supervisa y vigila el desarrollo del programa de perforación y la modificación del mismo; en otras palabras, está pendiente que dicho programa se realice en todos sus aspectos.

Del Departamento de Ingeniería Petrolera depende la Sección de Geofísica (Schlumberger), de que se habló en el Capítulo III, sección que se encarga de operar los registros eléctricos y otros servicios conexos.

Por lo que a estos trabajos respecta, regularmente el Departamento de Ingeniería Petrolera formula un informe o programa de perforación de pozos, tanto de exploración como de desarrollo. Asimismo, se formulan informes periódicos sobre las actividades realizadas en cada campo, reportes de núcleos o muestreos y un informe completo de la operación -- de cementación, después de efectuada ésta. Mediante todos estos reportes se lleva un -- control detallado de las actividades que se realizan.

2.4.- TERMINACION DE POZOS

Las operaciones y trabajos relacionados con la terminación de pozos, descritos ampliamente en el Capítulo III, están bajo la supervisión directa del Departamento de Ingeniería Petrolera, por lo que una vez concluidas estas labores dicho departamento formula un informe de la terminación, que viene a ser una historia sintética de cada pozo.

3.- PERFORACION

El Departamento de Perforación dirige todos los trabajos que se le encomiendan de acuerdo con los programas de perforación de pozos, tanto de campos en desarrollo como de campos en explotación.

Estas actividades quedaron descritas en el capítulo anterior.

4.- PRODUCCION

Una vez que ha sido perforado y terminado un pozo, el Departamento de Producción lo recibe abriéndole un expediente, donde se anotan sus características y datos técnicos relacionados con presión de la arena, pruebas y registros efectuados, profundidad, etc.

4.1.- EXPLOTACION DEL POZO

En el Departamento de Producción se cuenta con un laboratorio móvil, con el que se toma una prueba del producto del pozo para determinar sus características, tales como presión a un determinado volumen, condiciones del gas, su gravedad, destilado que va a producir, clase, etc. También se corre lo que se llama una prueba de potencial, la que tiene por objeto determinar la mejor forma de explotar el intervalo, para su mayor duración.

Si se encuentra conveniente que a ese pozo se le hagan toda clase de instalaciones,

entonces se procede a hacerlo llegar a una de las estaciones de recolección, hablando de pozos de gas, y de allí se conduce a la planta de absorción. Tratándose de pozos de aceite, a éstos se les hace también un estudio similar, pero se conectan a una batería -- de donde el aceite es bombeado a los tanques de almacenamiento y posteriormente a los centros de distribución, o bien, a los de refinación para su proceso de transformación.

4.2.- CONTROL DE LA PRODUCCION

El control de la producción de pozos de aceite está a cargo del Departamento de Producción, donde se hace la recopilación y reportes de la medición diaria de aceite que se obtiene en todos los campos. Para el efecto, cada jefe de campo rinde un reporte diario de producción, de acuerdo con las mediciones que toman los operadores o medidores bajo sus órdenes. Con base en estos reportes se hace una concentración, calculándose tanto la producción diaria por pozo, como en conjunto de cada campo.

Por lo que se refiere al control de la producción de gas, en algunos distritos de exploración, como el de Reynosa donde es mayor el volumen de pozos productores de gas, existe un Departamento de Gas y Gasolina encargado de tal actividad.

Cada pozo de gas tiene un medidor de orificio (registrador de flujo), comprobándose diariamente las gráficas de cada medidor y mediante su lectura se determina el volumen que se está extrayendo. Estos datos se vacían en una forma especial, obteniéndose así un control diario de la producción. Con base en esto, diariamente se formula un reporte de la producción individual de gas por cada pozo; luego, mensualmente se formula otro reporte que viene a ser una concentración de lo reportado diariamente. Este reporte mensual -- viene a ser como un balance mensual del movimiento de gas, pues se incluyen los volúmenes de gas entregados a la planta de absorción, así como las partidas distribuidas a particulares, etc., corriéndose en el propio reporte los ajustes de fin de mes por mermas, etc.,

que sean necesarios. El gas entregado a particulares se controla también mediante medidores instalados en las tomas respectivas, ya que se distribuye directamente de las líneas de los pozos.

Puesto que la producción de los pozos de aceite la controla el Departamento de Producción, el gas resultante de los mismos también deberá ser tomado en cuenta por el Departamento de Gas y Gasolina, por lo que este departamento tiene que considerar las -- cantidades de gas que aparezcan en los reportes del Departamento de Producción.

Toda esta información suministrada por el Departamento de Producción y el de Gas y gasolina se concentra diariamente en la Contaduría, donde se realizan las contabilizaciones correspondientes.

4.3.- MANTENIMIENTO Y CONSERVACION

El Departamento de Producción se encarga de vigilar y supervisar los trabajos de instalación de las líneas de tuberías y todos los servicios correspondientes en los pozos que van poniéndose en explotación; pero fundamentalmente tiene a su cargo el mantenimiento y conservación de todos ellos.

Se cuenta con un taller de servicio para la reparación urgente de herramientas, equipo, etc., y para el reacondicionamiento o salvamento de materiales, susceptibles de utilizarse nuevamente en los mismos campos.

Del Departamento de Producción depende una sección técnica muy importante y tal es la dedicada a la reparación de pozos. De esta actividad hablaremos más adelante, al describir los trabajos de reperfuración y abandono de pozos.

5.- TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

En algunas regiones con más intensidad que en otras, con los depósitos de petróleo -

crudo generalmente se presenta asociado el gas natural, dependiendo su existencia en la forma líquida, de la temperatura y de la presión bajo las cuales se encuentre. El gas natural, en combinación con la presión hidrostática, es lo que empuja y hace brotar el aceite a la superficie, de donde se conduce a los lugares de distribución.

5.1.- TRANSPORTE DE ACEITE Y GAS

Los medios más comunes para la transportación o conducción del aceite y del gas son los oleoductos y gasoductos. Tratándose de pozos de producción de aceite, de cada pozo se tienden líneas de tubería que conducen el producto hasta una batería de compresoras o estación de bombas, de donde es bombeado a unos tanques de recopilación y posteriormente de allí es conducido a los tanques grandes de almacenamiento final.

Cuando un campo está apenas en desarrollo de explotación y no cuenta con una red definitiva de oleoductos, la transportación se hace por medio de camiones-tanques y dependiendo de la situación geográfica del lugar, también se utiliza el transporte fluvial - en chalanes especiales.

En cuanto a los pozos productores de gas, de éstos también se tienden líneas de tubería para la conducción del producto hasta una estación de recolección de gas, de donde posteriormente es llevado a la planta de absorción, para separar la gasolina natural contenida en el gas, pasándose éste a unos tanques especiales de almacenamiento.

5.2.- ALMACENAMIENTO DE ACEITE

Con el almacenamiento se encuentra ligada una operación muy importante y tal es - la de medición de los productos almacenados en los tanques.

5.2.1.- Medición

Esta operación consiste en medir diariamente la altura en metros en que se encuentra el aceite en los tanques, cuando de éstos se está enviando a otras partes. Para ello se for

mulan reportes diarios en los que, además de la medida, se anota la hora en que se hizo la medición y la temperatura que guardaba el crudo a esa hora. Este último dato es muy importante, porque de ello dependerá la cantidad real que se tomará como existencia¹⁸.

5.2.2.- Conversión

De acuerdo con los datos de la medición se obtiene el volumen en metros cúbicos, - utilizándose tablas de cubicación calculadas para cada tanque, según su capacidad y su construcción. El volumen resultante se multiplica por un factor determinado, para reducir volúmenes de petróleo crudo a la temperatura de 20 grados centígrados, ya que en -- esta graduación es cuando el crudo produce un rendimiento de 100%. Cuando la temperatura es menor de los 20 grados, el rendimiento es mayor de 100% y, consecuentemente, - lo será menor cuando la temperatura sea más alta de 20 grados. Esto tiene como explicación que a temperaturas más elevadas el aceite se dilata, ocupando entonces un mayor - volumen¹⁹.

6.- SERVICIOS AUXILIARES

Para mayor eficacia de las actividades de explotación es indispensable contar con - determinados servicios auxiliares. Entre éstos pueden citarse el almacén de materiales, - para atender a las necesidades de los trabajos que se desarrollan; el taller de combustión interna, para la reparación y mantenimiento de los diversos equipos en operación; el taller mecánico, para la reparación de maquinaria y manufactura de piezas y partes; talleres de pailería, tubería, soldadura, etc.; servicios de transportación de personal, produc-

18) CASANOVA Ferrera, Ciro G., El Costo de Extracción en la Industria Petrolera, Cap. V, p. 82, Tesis-UNAM, 1947.

19) Opus cit., p. 82.

tos, materiales y equipos; suministro de gas utilizado como combustible, gasolina, diesel y lubricantes; suministro de vapor, agua y energía eléctrica; servicio de teléfonos, radio comunicación, etc.

Por lo general, cuando el volumen de actividades lo justifica y con fines de control administrativo, se establece una separación de los servicios antes enumerados, agrupando unos como servicios de mantenimiento y otros como servicios auxiliares.

7.- REPERFORACION Y ABANDONO DE POZOS

Cuando se agota la energía de un yacimiento determinado, pueden utilizarse como métodos secundarios de explotación el bombeo mecánico, el sistema de "bimbas" ("gas-lift" o bombas de balancín y varillas) o inyección de gas; pero también puede decidirse por un tratamiento de ácido, o bien, por reparaciones menores de reacondicionamiento, según se considere conveniente para que el pozo continúe en producción.

Todas estas operaciones son conocidas como trabajos de reparación de pozos y aquí se incluye una operación de gran importancia, que consiste en la reperforación del pozo agotado.

7.1.- REPERFORACION DE POZOS

Generalmente, al ponerse en producción un pozo, se explotan los intervalos más profundos, que se considera son los mejores. Al agotarse la producción en ese intervalo, se revisa el expediente del pozo, estudiándose sus características, etc., para determinar las posibilidades de poner en explotación otro intervalo inmediato superior.

Decidida la reparación del pozo, la tubería de revestimiento que lo protege se llena con lodo de peso apropiado, según especificaciones previamente determinadas, para contrarrestar las arenas existentes en los diversos tramos, a lo largo de las paredes. Efectuada

esta operación, se procede a extraer la tubería de producción hasta dejar el pozo limpio. Posteriormente, de acuerdo con el estudio hecho de las condiciones y características del pozo, se efectúa la nueva perforación, hasta localizar la estructura o arena que habrá de ponerse en producción.

Durante el desarrollo de estos trabajos, en una forma casi similar a la seguida cuando se ejecutó la perforación original, también se realizan operaciones de muestreos, pruebas y disparos, tendientes a asegurar los mejores resultados posibles en el nuevo intervalo.

En la ejecución del trabajo se utiliza un equipo ligero de perforación, el cual consiste de una subestructura, una torre de perforación de unos 30 metros de altura y un motor -- para mover el carrete, operado por diésel o gas. Por supuesto, adicionalmente también -- debe contarse con bombas, centrífugas, plantas de luz, etc. Cada equipo de perforación -- debe ser adecuado para la profundidad a que se va a trabajar.

Al recuperarse las tuberías de revestimiento y de producción, así como algunas otras instalaciones, se procede a su reacondicionamiento a fin de utilizarlas nuevamente en el mismo pozo.

Concluida la perforación y efectuadas las cementaciones necesarias se pasa a la etapa de terminación, ejecutándose la operación de disparos para abrir el pozo a producción. Finalmente, se realizan todos los dispositivos necesarios para el aprovechamiento del pozo mediante la explotación del nuevo intervalo.

La reparación o reacondicionamiento del pozo corre a cargo de la sección respectiva dependiente del Departamento de Producción; pero el programa se formula de acuerdo con el Departamento de Ingeniería Petrolera, que supervisa tales trabajos.

7.2.- ABANDONO DE POZOS

En los casos en que ya no sea posible que un pozo continúe produciendo, por haber --

sidó ya explotadas todas sus arenas o intervalos posibles, se formula un reporte de las -- condiciones que presenta el mismo, procediéndose a su taponamiento definitivo.

Antes de ejecutar el trabajo de taponamiento se procura recuperar el máximo de las instalaciones, a fin de reacondicionarlas y aprovecharlas en otros pozos.

Puesto que en tales condiciones el pozo ha cumplido definitivamente con su ciclo de productividad, se le considera agotado y queda abandonado.

CAPITULO V

COSTOS DE EXPLORACION

I.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS

Según se hizo notar en el primer capítulo, la industria petrolera opera integrada en cuatro grandes ramas que son: exploración, explotación, refinación y distribución. Esto se hace con fines de control tanto administrativo como contable, efectuándose una concentración final que permite conocer los resultados, en una forma consolidada, de las operaciones desarrolladas durante cada ejercicio.

Las actividades de exploración son controladas administrativamente por una Gerencia General de Exploración, de la que dependen departamentos organizados por zonas y de éstos, a su vez, depende el control de los diversos distritos bajo su jurisdicción.

I.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS

Podemos agrupar los diversos conceptos que integran los costos de exploración en el orden siguiente:

Grupo 1: Administración general; sueldos y gastos del Jefe de Geólogos y ayudantes generales y de oficina; dibujo; paleontología y gastos misceláneos.

Grupo 2: Gastos del Departamento de Terrenos directamente relacionados con los distritos de exploración; arrendamiento de terrenos; gastos por permisos de paso; indemnizaciones a terceros por daños causados a su propiedad en el desarrollo de los trabajos.

Grupo 3: Depreciación aplicable de los equipos en servicio de exploración, tales como sismógrafo y camiones de registro y de tiro, gravímetro, equipo de perforación y camión-tanque, tractores y equipo de transportación, etc.

Grupo 4: Construcciones de amortización inmediata; conservación y cambios de cam

campamentos.

Grupo 5: Alquileres de vehículos y semovientes y otros gastos de naturaleza diversa.

Grupo 6: Geología de la superficie. Incluye sueldos y gastos del personal técnico - que interviene directamente en estos trabajos, así como sueldos y gastos del personal general empleado; materiales, combustibles y lubricantes, etc.

Grupo 7: Exploraciones gravimétricas. Incluye conceptos similares al grupo anterior.

Grupo 8: Exploraciones sísmológicas. Igual que el anterior.

Grupo 9: Geología del subsuelo. Como el anterior.

1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS

Al iniciarse los trabajos de exploración en un campo determinado se abre una cuenta especial, donde habrán de registrarse todos los gastos correspondientes a esa exploración - en particular.

Como los trabajos son asignados por brigadas, el jefe técnico de cada una de ellas - tiene a su cargo la formulación de informes periódicos, en los que se anotan los trabajos - desarrollados y los gastos efectuados, estos últimos de acuerdo con las cuentas de gastos - presentadas por el administrador de la brigada, quien maneja un fondo especial de caja.

Con base en estos informes se formula un reporte mensual que comprende los gastos y cargos directos, tales como materiales proporcionados por dependencias de la propia empresa (combustibles, lubricantes, barrenas y lodos de perforación en su caso, etc.), materiales comprados, materiales bajo control de la brigada consumidos en los trabajos (dinamita, fulminantes, papel sismográfico, etc.), salarios y gastos pagados al personal de la brigada, así como gastos generales hechos por la brigada (indemnizaciones a terceros, -- compras de forrajes, arrendamientos de terrenos y locales, alquileres de vehículos y semovientes, conservación y cambios de campamentos, etc.), gastos de mantenimiento de equi

pos y talleres, depreciación aplicable de los equipos, etc.

También se formula otro reporte mensual por los gastos de operación y mantenimiento de los equipos, anotándose los diversos gastos incurridos por cada unidad. Asimismo, se hace otro reporte, que viene a ser un resumen de operación y costos, indicándose la clase y cuantía de los trabajos ejecutados, así como los gastos y cargos efectuados, determinándose en el propio reporte los costos medios unitarios por estación o perfil observado, por kilómetro observado, por kilómetro en brechas, por metro perforado, etc.

De estos reportes es responsable el jefe técnico de cada brigada, autorizándolos el superintendente del Distrito de Exploración respectivo, siendo concentrados en el departamento de exploración de la zona correspondiente, donde se formula un estado mensual de gastos que se turna a la contaduría, para las aplicaciones que correspondan a las cuentas de cada exploración y semestralmente se formula un estado de costos, en el cual se hace una distribución de los cargos, de acuerdo con las diversas clases de operaciones.

Los costos así registrados pasan finalmente a formar parte de los diversos conceptos que integran los estados financieros consolidados.

2.- CUESTIONES IMPLICADAS EN LA APLICACION DE LOS COSTOS

Tanto teórica como prácticamente pueden ofrecerse diversos procedimientos para el tratamiento contable de los costos de exploración; pero para examinarlos tendremos que tomar como referencia los métodos adoptados en los Estados Unidos, donde operan un gran número de compañías petroleras, así como el método que se sigue en México. Tales procedimientos serán discutidos en los apartados subsecuentes y para ello, previamente será necesario mencionar la situación legal que prevalece en ambos países, con respecto a la explotación petrolera, y las circunstancias especiales que concurren en el desarrollo de

tal actividad.

2.1.- CONTROLES GUBERNAMENTALES

Como es bien sabido, en nuestro país corresponde a la Nación el dominio directo de las riquezas del subsuelo y en el caso particular de la industria petrolera, su explotación está sujeta a un régimen jurídico especial (Ley Reglamentaria del Petróleo, fundamentalmente). En consecuencia, por mandato legal la exploración y explotación petroleras son de la competencia exclusiva del Gobierno Federal, por trabajos que realice el propio -- Gobierno a través de su órgano correspondiente, o por conducto de las instituciones p^ublicas petroleras creadas al efecto por la ley²⁰, en la actualidad Petróleos Mexicanos, que es una institución pública descentralizada.

La Ley del Petróleo de 1941, en uno de sus artículos estableció que la forma en que -- las instituciones públicas llevarán a cabo la exploración y explotación petrolera, será me-- diante la asignación de terrenos que para el efecto les haga la Secretaría de la Economía Nacional^{*}, a petición de las mismas o por acuerdo del Gobierno Federal, con la conformi-- dad de aquélla²¹. Por consiguiente, desde el punto de vista de nuestro estudio, hemos de dejar aquí claramente asentado que los particulares no tienen ningunos derechos sobre los recursos petrolíferos contenidos en el subsuelo, aun cuando se les reconoce y acepta sus -- derechos de propiedad sobre la superficie de los terrenos que ocupen.

En los Estados Unidos, en cambio, continúa reconociéndose el régimen de propiedad -- privada sobre las riquezas del subsuelo, por lo que los particulares que son dueños de te-- rrenos susceptibles de explotación petrolera pueden disponer de ellos libremente, ya sea --

20) BASSOLS Batalla, Narciso, Diez Años de la Cuestión Petrolera, Cap. I, p. 7, 1959

21) Opus cit., p. 8

(*) Aunque el autor hace referencia a la Sría. de la Economía Nacional, actualmente tal atribución corresponde a la Sría. del Patrimonio Nacional.

enajenándolos, rentándolos o explotándolos directamente. Al parecer, el único control — gubernamental existente sobre la explotación de los recursos petrolíferos del subsuelo es de carácter fiscal.

2.2.- FORMAS DE EXPLOTACION PETROLERA

Puesto que en nuestro país la exploración y explotación petroleras las realiza Petróleos Mexicanos en terrenos que le son asignados por el Gobierno Federal, como es frecuente que tales trabajos se desarrollen en propiedades de particulares, antes de iniciar su ejecución se hacen arreglos con los mismos para proceder a la ocupación de sus terrenos.

Algunas veces, cuando simplemente van a efectuarse levantamientos topográficos sólo es necesario obtener permisos de paso; pero cuando se tiene planeado el desarrollo de un programa determinado de exploración, por regla general, se celebra un contrato de arrendamiento por la ocupación temporal de los terrenos, comúnmente sobre la base de un precio dado por hectárea, concediendo el arrendador privilegios para abrir caminos o brechas dentro de sus propiedades. Hay ocasiones en que se hace necesario indemnizar al propietario de los terrenos, generalmente por sembradíos que resultan dañados como consecuencia de los trabajos que se realizan.

Cuando se trata de trabajos de explotación, es decir, cuando se decide desarrollar una zona determinada se procede en una forma similar, concertándose los contratos de arrendamiento correspondientes por la ocupación de los terrenos. La importancia de la zona puesta en explotación o los requerimientos propios del volumen de los trabajos puede conducir a la necesidad de utilizar un sector determinado del terreno, para erigir locales destinados a talleres, almacenes, oficinas u otras instalaciones de carácter permanente, en cuyo caso, si la administración de la empresa lo juzga conveniente, puede negociarse

la enajenación de dicho terreno.

Estos contratos de arrendamiento, lo mismo se trate de trabajos de exploración que de explotación, se celebran siempre por tiempo inafinido y puesto que los particulares no tienen dominio sobre los recursos del subsuelo, puede decirse que la rescisión de tales contratos es potestad exclusiva de Petróleos Mexicanos. Aunque el precio del arrendamiento puede variar de una región a otra, se trata de una prestación pagadera precisamente en efectivo, con base en la renta estipulada en el contrato.

La situación en los Estados Unidos es distinta. Puesto que sería imposible que las compañías o productores petroleros adquirieran la mayoría de los terrenos susceptibles de explotación petrolera y como, por otro lado, un gran número de propietarios de terrenos no están en condiciones de explotarlos directamente, es muy común entre unos y otros la concertación de "contratos de arrendamiento petrolero", mediante los cuales el dueño del terreno concede a la empresa arrendataria el derecho para explorar y/o explotar los recursos petrolíferos del subsuelo.

Estos contratos de arrendamiento se celebran en una forma estándar y generalmente establecen²²:

1.- El pago inicial de una cantidad en efectivo, en el momento de entrar en vigor el contrato, denominándose a este pago "bono de arrendamiento";

2.- El pago de una renta "dilatatoria" que se estipula en una suma por acre, por el privilegio de diferir operaciones de perforación por un año adicional después del primer año de vigencia del contrato;

3.- Un término primario, comúnmente cinco años; pero no obstante este término, el -

22) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., Cap. I, p. 4.

arrendamiento continúa en vigor por tanto tiempo como esté obteniéndose producción en cantidades comerciales. De otra manera, por regla general, el arrendamiento podría seguir en efecto solamente:

- a) Mediante perforación en progreso,
- b) Mediante pago de la ya mencionada renta dilatoria, o
- c) Mediante renovación del contrato;

4.- Una cantidad por regalía concedida al dueño del terreno sobre la producción del aceite o gas obtenido. Usualmente se establece que al arrendador le será adjudicado un octavo del aceite o gas producido, entregado libre de costo en el oleoducto, o por los ingresos brutos sobre la venta de dicho aceite o gas.

Como puede observarse, los convenios concertados en México son meros contratos de arrendamiento por la ocupación de la superficie de los terrenos, sin que influya en ellos directamente, para pactar estipulaciones especiales o prestaciones adicionales, el hecho de que sean susceptibles de explotación petrolera. En los Estados Unidos, tal hecho es parte medular del contrato, porque además del bono de arrendamiento que se cubre al firmarse el contrato, para adquirir los derechos de exploración y/o explotación sobre el mismo, así como el pago de una renta en efectivo, al ponerse en explotación el terreno se concede al arrendador una prestación adicional, consistente en una regalía sobre la producción obtenida, siendo así que a estos convenios se les llame precisamente contratos de arrendamiento petrolero.

3.- TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS COSTOS DE EXPLORACION

La exploración es una actividad necesaria e indispensable para toda empresa que se supone ha sido constituida para operar indefinidamente en la explotación del petróleo. -

Sin embargo, el tratamiento contable de los costos de exploración está sujeto a circunstancias especiales y, así, nos encontramos con que no obstante que los datos recopilados por la exploración aparezcan ser halagüeños, sus resultados definitivos son siempre inciertos, porque hasta en tanto no se perfora en el lugar explorado podrá conocerse si en efecto hay o no hidrocarburos.

Bajo las condiciones señaladas, se presenta el problema de considerar si los costos de exploración pueden o no representar la adquisición de un activo, o bien, si se trata de gastos normales y propios de la empresa dedicada a la explotación petrolera. Esto puede dar origen a varias políticas para el tratamiento contable de los costos de exploración, a saber: a) Capitalizar su importe total; b) Capitalizar sólo una parte de su importe; c) Aplicarlos a resultados, como gastos de operación; y d) Cancelarlos contra una reserva constituida para el objeto.

3.1.- CAPITALIZACION DE LOS COSTOS

Para entrar a la discusión de este tratamiento contable hemos de preguntarnos primero ¿cuándo deben considerarse como capitalizables los costos? Al respecto, Kohler expresa que "algunos textos de contabilidad se refieren al problema como aquel que implica el trazo de una línea divisoria entre gastos de 'capital y operación', es decir, las clases de gastos que deben capitalizarse (tratados como un activo) en contraste con aquellos que deben cargarse contra resultados"²³. Partiendo de esta base, la técnica contable ha hecho intentos por establecer principios y dictar reglas que permitan determinar cuando una erogación debe clasificarse como un gasto de capital o como un gasto de operación, sin embargo, algunos autores encuentran que tales principios y reglas no siempre son suscepti-

23) KOHLER, Eric L., A Dictionary for Accountants, 7a. Imp., 1956, p. 181.

bles de una exacta interpretación o aplicación.

3.1.1.- Determinación del carácter de la erogación

Finney y Miller²⁴, reconociendo que aun cuando no son del todo satisfactorias, ofrecen varias definiciones que se han venido tomando como base para determinar cuando una erogación debe considerarse como de capital, las que se sintetizan como sigue:

- 1) Aquellas que dan por resultado adiciones o mejoras de carácter permanente y tienen un importe substancial, añadiendo valor a la propiedad de que se trate;
- 2) Las que incrementan la utilidad neta, ya sea mediante el incremento de los ingresos o la reducción de los gastos; y
- 3) Una erogación debe cargarse a gastos si no se espera que beneficie algún período posterior a aquel en el cual se hace, pero debe capitalizarse si se espera que beneficie, - por lo menos, un período futuro.

Kohler se adhiere a esta última definición expresando que "un gasto de capital es - aquella erogación que se efectúa con la intención de beneficiar períodos futuros, en contraste con un gasto de operación que beneficia un período actual"²⁵; pero al mismo tiempo conviene también en definir la erogación capitalizable como "una adición a un bien de capital", agregando que "el término generalmente está restringido a gastos que añaden unidades de activo fijo o que tienen el efecto de incrementar la capacidad, eficiencia, - período de vida, o economía de operación de un activo fijo existente"²⁶.

Puesto que las definiciones mencionadas hacen referencia a los activos fijos, es necesario explicar la naturaleza de éstos. Para el efecto, Blackaller encuentra que "las carac

24) FINNEY, H. A., y MILLER, Herbert E., Principles of Accounting - Intermediate, 5a. Edición, 1960, Cap. 16, p. 330.

25) KOHLER, Eric L., opus cit., p. 72

26) Ibidem.

terísticas esenciales de los activos fijos son:

- "1o.- Su adquisición tiene como finalidad el utilizarlos en la operación normal de la empresa; no se intenta venderlos.
- "2o.- Tienen una vida mayor de un año.
- "3o.- Se clasifican como activos no circulantes debido al uso continuo que tienen en la empresa"²⁷.

Por lo que se refiere a la determinación del costo de adquisición de los activos fijos, el mismo autor señala que "al adquirir un activo fijo y durante su permanencia en la empresa, se erogán diversas partidas que podemos clasificar de acuerdo con los siguientes — criterios:

- "1o.- La razón por la que se incurren, y
- "2o.- Las características de la erogación según su efecto sobre las decisiones futuras en la empresa y la carga que representan en relación a su productividad.

"De acuerdo con la primera clasificación, los costos pueden ser: Para adquirir el bien, y para hacerlo funcionar. Según la segunda, los costos pueden ser: a) Costos fijos de adquisición, b) Costos de posesión, y c) Costos de operación"²⁸. Agrega el propio autor que "el valor inicial en libros del activo, se forma de las erogaciones para adquirir el bien"²⁹.

De conformidad con lo que ha sido expuesto, para determinar cuando una erogación ha de considerarse como capitalizable, podemos establecer como reglas generales fundamentales, las siguientes:

27) BLACKALLER W., Ernesto, Determinación del Costo de Activos Fijos, Revista de la E.C.E.A. (ITESM), Vol. XI, Oct. 1959, No. 44, p. 352.

28) Opus cit., p. 356

29) Ibidem.

1.- Si se espera que el gasto beneficiará períodos futuros, debe capitalizarse. Esto ha de ser así, para poder aplicar a cada período que se beneficia con ese gasto la proporción que le corresponda del mismo, ya que "los costos aplicados a los resultados de cada ejercicio deben estar en concordancia con los ingresos considerados para el mismo"³⁰.

2.- Si el gasto representa adiciones o mejoras substanciales sobre un activo fijo, -- también debe capitalizarse. Aquí ha de entenderse que toda adición o mejora que se hace sobre un activo fijo es de carácter permanente y, lógicamente, ello tiene por objeto -- incrementar la capacidad, eficiencia o período de vida de dicho activo.

3.- Todo gasto encaminado directamente a la adquisición de un activo fijo debe capitalizarse como parte integral de su costo. Aquí ha de tomarse en cuenta que dado el -- carácter de permanencia que tienen los activos fijos, debe suponerse que toda empresa -- constituida para operar indefinidamente, cuando adquiere un activo fijo lo hace con la -- intención de utilizarlo durante varios períodos y no con el propósito inmediato de vender lo.

3.1.2.- Argumentos para capitalizar los costos de exploración

En el caso particular de los gastos o costos de exploración, se argumenta que tienen como característica principal la de que una vez efectuados beneficiarán varios períodos futuros, tantos como dure la producción de los pozos puestos en explotación en los terrenos explorados. Asimismo, se supone que dichos gastos representan una parte del costo de un activo que habrá de explotarse en el futuro, es decir, que por virtud de los mismos puede considerarse que se añade valor al activo (en este caso, el terreno explorado); pero -- esta consideración está sujeta a la eventualidad de los resultados que posteriormente se --

30) BARRAZA Cabiedes, Pedro, Principios que Gobiernan el Criterio Contable, Revista de la E.C.E.A. (ITESM), Vol. VII, Oct. 1955, No. 28, p. 361.

obtengan mediante la perforación, porque si los resultados son desfavorables, en vez de un incremento de valor, ello se traducirá en una pérdida. En cambio, si los resultados son favorables, se asume que tanto los costos iniciales de exploración como los finales de perforación consecuentemente habrán contribuido a desarrollar un activo explotable.

Desde otro punto de vista, considerando los gastos de exploración como una inversión de capital cuya finalidad última es la de desarrollar un activo, se presume que como inversión está sujeta a las contingencias de una pérdida, esto es, al riesgo de que una parte de tales gastos lleguen a ser infructuosos. En tal virtud, habría entonces que hacer caso omiso de los resultados probables que fueran a obtenerse al final, operando la capitalización íntegra de dichos costos desde el momento de incurrirse.

Otro argumento³¹ de quienes se adhieren a la política de capitalizar el importe total de estos costos es el de que la exploración no se concreta a un pozo o grupo de pozos en particular, considerados unitariamente, sino al programa futuro de producción tomado en conjunto, ya que se trata de una actividad necesaria para el descubrimiento de nuevas reservas, en la que los resultados desfavorables son parte de todo el programa y deben ser absorbidos por los beneficios que reporten los resultados favorables.

3.1.3.- Efectos de la contabilización bajo este método

La capitalización de los costos de exploración de una área determinada supone también la capitalización posterior de los costos de desarrollo correspondientes a la misma área, para integrar con ambos el costo de adquisición del activo agotable puesto en explotación. El costo así resultante deberá aplicarse o distribuirse a períodos futuros mediante la amortización. Aquí se presenta un problema, más bien que contable, de carácter

31) BROCK, Horace R., Petroleum Accounting, The Journal of Accountancy, Vol. 102, -- Dic. 1956, p. 54.

económico y tal es el de la desproporción en los costos con que puede llegar a ser afectada la producción de una área escasamente productiva, frente a una área eminentemente productiva.

Dada la secuencia de los trabajos, primero se desarrollará una área y de acuerdo con el programa de perforación, sucesivamente se irán desarrollando otras áreas dentro de una misma región explorada. Mediante el procedimiento contable que se discute, las áreas -- puestas en desarrollo recibirán el cargo adicional por los costos de desarrollo respectivos, aparte del cargo correspondiente de los costos de exploración inicialmente hecho a las -- mismas; sin embargo, como unas áreas resultarán beneficiadas con una mayor porción de pozos productivos, en relación con otras donde una mayor parte de los pozos fueran impro- ductivos, tal hecho repercutirá en el costo de la producción de unas y otras áreas al ope- rarse el cargo aplicable por la amortización de los costos de exploración y desarrollo.

Como solución que puede darse al problema, Brock manifiesta que "puesto que sería -- casi imposible aplicar los costos de exploración desfavorables específicamente a determi- nados arrendamientos petroleros o pozos, todos los gastos deberían agruparse en una cuen- ta de activo y la amortización de los costos capitalizados se basaría normalmente en la -- producción bruta, como un medio de enlazar gastos e ingresos"³².

Consecuentes con lo anteriormente expuesto, consideramos que la capitalización del importe total de los costos de exploración, haciendo caso omiso de que los resultados fue- ran favorables o desfavorables, presenta como principal problema el de los variados efec- tos que pueden causarse, cuantitativa y analíticamente, sobre el costo de la producción y en un momento dado esas variaciones, desde un punto de vista comparativo, darían origen

32) BROCK, Horace R., opus cit., p. 55

a distorsiones en el costo mismo.

Aclararemos que la inclusión aquí del examen de este tratamiento contable, sólo ha tenido por objeto considerarlo como referencia introductoria a los otros procedimientos - que discutiremos en secciones subsecuentes, pues como lo hace notar Brock³³, es un tratamiento que ya no se utiliza en los Estados Unidos, cuya aplicación siguieron en el pasado unas cuantas compañías, agregando dicho autor que puede ser impráctico y aún casi - imposible cargar los incrementos de los costos a áreas específicas, resultando difícil hacer una distribución razonable de los costos totales capitalizados.

3.2.- CAPITALIZACION DE UNA PARTE DE LOS COSTOS

Fundamentalmente, este tratamiento contable se basa en la premisa de que la exploración está sujeta a la probabilidad (algo que puede suceder) y no a la posibilidad (algo que puede hacerse) de los resultados finales, que lo mismo pueden ser favorables que desfavorables y los cuales solamente se conocen hasta después de efectuada la perforación.

Ya hemos hecho notar con anterioridad que no obstante lo avanzado de las técnicas de exploración, por muy halagüeñas que parezcan ser las perspectivas derivadas de los - estudios exploratorios, la existencia real de hidrocarburos se descubre mediante la perforación y es un hecho en la industria petrolera, que un alto porcentaje de áreas no probadas resultan improductivas. Ante este suceso incierto, pero probable, muchas empresas -- han adoptado la política de capitalizar aquellos costos de exploración cuyos resultados - finales sean favorables, llevando a gastos del ejercicio la parte de aquellos que resulten desfavorables.

Horace R. Brock³⁴, autor que hemos venido citando y quien hizo un estudio y análi

33) BROCK, Horace R., opus cit., p. 55

34) Opus cit., pp. 54 a 56 (Tablas 2 y 3)

sis relativamente reciente de la gran diversidad de prácticas contables seguidas en la industria petrolera norteamericana, con base en la información obtenida de 61 compañías — encuentra que aproximadamente un 35 por ciento de las mismas cargan a gastos de operación todos los costos de exploración, mientras que el resto capitaliza sólo aquellos costos que pueden atribuirse al descubrimiento y desarrollo de reservas específicas de petróleo. Esto, cuando los trabajos son efectuados por compañías de exploración ajenas a la empresa productora, es decir, contratadas expresamente para la ejecución de tales operaciones; pero cuando los trabajos son realizados por los departamentos de exploración de las propias empresas productoras, algo más del 70 por ciento de las compañías investigadas cargan a gastos del ejercicio el importe total de dichos costos.

Para ilustrar sus exposiciones este autor³⁵ ha formulado diversas tablas, ofreciendo a continuación tres de ellas, en las que se resumen datos de gran interés relacionados con su amplio estudio:

"Tabla I. — Clasificación de las 61 compañías estudiadas, con base en la producción anual neta de crudo:

<u>Clase</u>	<u>Producción en 1953 (por barriles)</u>	<u>Total de Firmas</u>
I	50.000,000 en adelante	6
II	30.000,000 hasta 49.999,999	9
III	5.000,000 " 29.999,999	11
IV	1.000,000 " 4.999,999	14
V	Menos de 1.000,000	21
		<hr/> 61 <hr/>

35) BROCK, Horace R., opus cit., pp. 54 a 56.

"Tabla 2.- Tratamientos contables dados a los costos de exploración, cuando el trabajo lo ejecutan compañías ajenas a la empresa productora:

Empresas productoras que:	I	II	III	IV	V	Total
No contratan la exploración	-	-	-	-	1	1
Cargan a resultados de operación	4	6	8	2	2	22
Capitalizan sólo los costos que conducen al descubrimiento y desarrollo de reservas	2	3	3	12	18	38
Totales:	6	9	11	14	21	61

"Tabla 3.- Tratamientos contables dados a los costos de exploración, cuando el trabajo lo ejecutan los propios departamentos de las empresas productoras:

Empresas productoras que:	I	II	III	IV	V	Total
No tienen departamentos de exploración	-	-	1	1	1	3
Cargan a resultados de operación	4	7	10	8	15	44
Capitalizan sólo los costos que conducen al descubrimiento y desarrollo de reservas	2	2	-	5	5	14
Totales:	6	9	11	14	21	61

3.2.1.- Determinación del carácter de la erogación

En el apartado precedente se ofrecieron reglas razonables para determinar cuando una erogación ha de considerarse como un gasto de capital. Por consiguiente, la erogación -- que se capitaliza asume el carácter de un activo, o bien, puede representar el incremento de un activo, según el caso. La consideración hecha de lo que es un activo encaja con la definición que cita Morton Backer, al referirse a la "Determinación y Medición del -- Ingreso de las Empresas", presentada por el Comité en Terminología del Instituto Americau

no de Contadores y en la cual se expresa que "representa lo mismo un derecho de propiedad, un valor adquirido o una erogación hecha que ha creado un derecho de propiedad o es propiamente aplicable al futuro"³⁶.

Ahora bien; como frente a las erogaciones que se capitalizan tenemos aquellas que se llevan a resultados del ejercicio, en cuanto a esto, el propio Morton Backer³⁷ nos define los gastos como costos que han sido aplicados contra ingresos, agregando que puesto que la depreciación representa el costo expirado de una propiedad puede, asimismo, clasificarse como un gasto.

Respecto a las expiraciones del costo, manifiestan Finney y Miller³⁸ que en unos casos su determinación se basa en la porción del costo de la erogación que puede justamente ser aplicable a períodos futuros y, en otros casos, el gasto se mide mediante el cómputo del importe del costo de la erogación que ha expirado durante el ejercicio y que ya no reportará utilidad o beneficio en el futuro, de donde el importe remanente será el saldo que se aplicará a los períodos subsiguientes.

Por otra parte, "las expiraciones del costo son de dos clases: gastos y costos perdidos, reconociéndose, en teoría, una diferencia entre gastos y pérdidas, pero ambos se deducen de los ingresos para determinar la utilidad de una empresa"³⁹. Además, "las pérdidas representan reducciones en el patrimonio, distintas a los retiros de capital, por las cuales ningún valor compensatorio se ha recibido o se espera recibir"⁴⁰.

36) BACKER, Morton, Handbook of Modern Accounting Theory, 4a. Impresión, Junio 1959, Cap. 8, p. 210.

37) Opus cit., p. 210

38) FINNEY, H. A., y Miller, Herbert E., (Intermediate), opus cit., pp. 180 y 181

39) FINNEY, H. A., y Miller, Herbert E., Principles of Accounting - Introductory, 5a. - Edición, 1958, Cap. 22, p. 364.

40) BACKER, Morton, opus cit., p. 210.

De acuerdo con las consideraciones expuestas, para determinar cuando una erogación ha de llevarse a resultados, esto es, tratarse como un gasto del ejercicio, aquí también -- podemos establecer, en general, las siguientes reglas:

- 1.- Si no se espera que la erogación beneficie algún período posterior a aquel en el cual se hace, debe cargarse a gastos.
- 2.- Si el costo de una erogación ha expirado, porque ya no reportará utilidad o beneficio en el futuro, deberá llevarse a gastos del ejercicio en que tal hecho ocurra.
- 3.- Fundamentalmente, el costo de toda erogación está encaminado a generar ingresos y si, lejos de contribuir a este fin, representa una reducción en el patrimonio, asume -- el carácter de una pérdida y, consecuentemente, como tal debe contabilizarse, o sea, incorporarse a los gastos del ejercicio en que ello suceda.

3.2.2.- Argumentos para capitalizar sólo la parte de los costos de exploración cuyos resultados son favorables

El tratamiento contable para los costos de exploración que aquí se discute, supone -- que para aplicarlo es necesario esperar a que se ejecuten los trabajos de perforación o, -- más propiamente dicho, a que se realicen los trabajos de desarrollo, que es la etapa intermedia entre la exploración y la explotación, de tal manera que si los resultados de la perforación son desfavorables, porque el pozo perforado es improductivo, ello representará -- una pérdida y, por consiguiente, deberá tratarse como un gasto del ejercicio; pero si los -- resultados son favorables, porque el pozo llega a ser productivo, todos los costos relacionados con su desarrollo, incluidos los de exploración, serán capitalizados.

Respecto a esta política, Brock⁴¹ expone algunos de los argumentos que en su favor --

41) BROCK, Horace R., opus cit., pp. 54 y 55

se sostienen, tales como:

- 1) Todo gasto encaminado directamente a la adquisición de un activo debe capitalizarse como parte del costo del mismo, lo cual es aplicable a los costos de exploración, - que se incurren en el proceso de adquisición o desarrollo de un activo;
- 2) Desde un punto de vista práctico, debe capitalizarse la parte de los costos de exploración que conducen al descubrimiento de reservas, puesto que el tratamiento contable así es requerido para fines fiscales;
- 3) La exploración se efectúa con el fin de procurar reservas para futura explotación, no para producción actual, por lo que una teoría contable correcta requiere que tales costos se carguen a gastos en el período en el cual los mismos contribuyen a generar ingresos, esto es, en el año en que se obtiene producción;
- 4) No hay correlación fija entre producción y exploración actuales. Existen grandes variaciones en su relación de un año a otro y, en general, la exploración actual añade - más reservas nuevas que la cantidad de reservas antiguas recuperadas.

De acuerdo con los anteriores argumentos, agrega el propio autor que quienes se adhieren a esta práctica "consideran que la unidad de producción es el pozo, el terreno -- arrendado o el 'grupo de inversión' y capitalizan aquellos costos directamente asociados con el descubrimiento y desarrollo de reservas particulares aplicables a la unidad"⁴².

3.2.3.- Consideraciones sobre los argumentos que sostienen la aplicación de - este procedimiento

Ya quedó dicho que el presente tratamiento contable toma como punto de partida -- los resultados finales que arroje la perforación. Bajo estas circunstancias, cuando los po-

42) BROCK, Horace R., opus cit., p. 55

zos perforados son improductivos, los costos de exploración supuestamente encaminados - al descubrimiento y desarrollo de reservas específicas de petróleo se verán frustrados en su finalidad y, consecuentemente, tanto estos costos como los incurridos durante la etapa de desarrollo se traducirán en una pérdida que, una vez conocida, como tal debe registrarse en la contabilidad de la empresa, es decir, cancelarse como gastos del ejercicio - en que ello suceda. En cambio, cuando los pozos perforados resultan productivos se asume la consideración de que todos los costos incurridos hasta ese momento, deben capitalizarse, esto es, que los mismos representan costos de adquisición o desarrollo de activos agotables.

Con base en esta última consideración, el primer argumento sostiene que los gastos de exploración deben quedar incorporados en el proceso de integración del costo del activo puesto en explotación. El problema que a la vista esto presenta reside en la determinación del monto de los costos de exploración que serían aplicables a la área desarrollada, porque en la práctica es difícil establecer bases adecuadas que permitan determinar con eficacia ese monto, lo que tiene que hacerse un tanto cuanto arbitrariamente y, con frecuencia, ello puede dar origen a que unas veces, dentro de los costos así capitalizados, queden involucrados costos cuyos resultados fueron desfavorables, o viceversa. En estas condiciones ¿hasta qué punto podría afirmarse con certeza que un sector identificado de los costos de exploración, ha contribuido directamente a la adquisición del activo agotable?

El segundo argumento se funda en que el tratamiento contable está de acuerdo con los requerimientos fiscales. A este respecto, Alvin R. Jennings hace saber que "para propósitos fiscales el productor que decide perforar en un terreno arrendado en el cual tiene un interés de explotación, debe capitalizar la porción de los costos que se pueda considere

rar tienen un valor de salvamento, tales como los materiales utilizados en la construcción de torres de perforación, tanques, oleoductos y otras estructuras físicas. Las regulaciones del impuesto sobre la renta previenen diferentes reglas con respecto a aquellas porciones de los costos de perforación representados por mano de obra, suministros, maniobras y cargos similares que son clasificados como 'costos intangibles de desarrollo'. Los gastos geológicos, geofísicos y similares^{*} incurridos en la propiedad ya adquirida, también son considerados como costos intangibles. Los productores que estaban operando a diciembre 31 de 1942 fueron requeridos en esa fecha para elegir si cargaban a gastos de operación los costos intangibles de perforación o los capitalizaban para ser recuperados posteriormente a través de los cargos por agotamiento. Los productores que iniciaron sus operaciones después de enero lo. de 1943, también han sido requeridos para hacer esta elección en la -- fecha de solicitar el registro del primer producto. Una vez hechas tales elecciones son -- obligatorias para todos los años futuros"⁴³. Agregaremos que las propias regulaciones fiscales previenen que si el terreno resulta improductivo o es abandonado, los costos incurridos deberán darse de baja.

El mismo autor manifiesta que "es de admitirse que una mayoría de empresas productoras han elegido cargar a gastos de operación los costos intangibles de perforación para -- propósitos fiscales. También es de admitirse que una mayoría de tales empresas capitalizan dichos costos en su propia contabilidad, sin importar cual procedimiento se siga para propósitos fiscales. En años recientes por lo menos una de las más grandes compañías produc-

(*) Lo subrayado es por nosotros.

43) JENNINGS, Alvin R., Special Problems of Specific Business, C.P.A. Handbook, -- Vol. 2, American Institute of Accountants, Cap. 20, pp. 31 y 32.

toras, que carga a gastos del ejercicio los costos intangibles de perforación para fines -- fiscales, pero los capitaliza para sus propios propósitos, ha adoptado el procedimiento de incrementar la reserva de amortización por el beneficio fiscal resultante al deducir tal -- cargo del impuesto sobre la renta"⁴⁴.

Como puede observarse, las disposiciones fiscales* conceden la opción de capitalizar los costos de exploración o cargarlos a gastos del ejercicio; pero la aplicación de un tratamiento contable ajustándolo a los requerimientos fiscales no puede tomarse como criterio absoluto para su adopción. En efecto, al referirse a las diferencias que es frecuente -- encontrar entre la contabilidad para propósitos fiscales y los principios contables recono-

44) JENNINGS, Alvin R., opus cit., p. 32

(*) Referida a las industrias extractivas, en particular a la industria minera, nuestra legislación fiscal dispone que salvo autorización expresa de la Secretaría de Hacienda, no se considerarán como inversiones sujetas a amortización los gastos de exploración que se hagan en el período de explotación de la mina, para la localización de nuevos yacimientos, por lo que dichos gastos serán deducibles para la determinación de la utilidad gravable (Art. 76, fr. III, Ley I.S.R.).- Esto se ratifica al establecerse que para efectos de la determinación del costo de los productos extraídos, se incluirán los gastos de exploración, desarrollo y operación relacionados directamente con la extracción del mineral (Art. 83, Reglamento Ley I.S.R.).- No obstante estas disposiciones, existe una aparente contradicción en la propia legislación fiscal cuando se establece, por otra parte, que podrán considerarse dentro del costo de adquisición de la mina o yacimiento, los gastos de exploración, preparación y desarrollo, previos a la extracción del mineral (Art. 97, fr. II, 2o. párr., Regl. Ley I.S.R.); sin embargo, analizando este precepto con los demás relativos, su interpretación nos lleva a la consideración de que la opción para capitalizar (incluir en el costo de adquisición de la mina o yacimiento) esos gastos se refiere a toda nueva adquisición de terrenos susceptibles de ser explotados, localizados fuera del área que ya se encuentra en período de extracción. Una interpretación más concluyente, nos conduciría a considerar dicha opción exclusivamente para el período de iniciación de operaciones de la empresa, permitiéndole capitalizar los costos iniciales de exploración, para cargar a gastos de operación los subsiguientes, pues sería ilógico exigir aplicar los también como gastos durante esa etapa preoperatoria, en que ninguna producción se obtiene aún y, mucho menos, se han generado ingresos que los soporten.

cidos, Morton Backer⁴⁵ cita algunas de las cuestiones y conclusiones consideradas por el Comité sobre Conceptos y Normas de la Asociación Americana de Contabilidad, de las que particularmente nos interesa transcribir las siguientes:

"1) El derecho del Congreso para otorgar concesiones fiscales como materia de política legislativa, o para imponer disciplinas económicas o sociales, o para negar deducciones con el propósito de generar ingresos, es incuestionable. Sin embargo, ni el Congreso ni las autoridades administrativas deben tomar a su cargo modificar la aplicación de los principios de contabilidad generalmente aceptados, consistentemente usados por el contribuyente para propósitos de publicación de estados financieros, únicamente para alterar el plazo de reconocimiento de un ingreso o un gasto para fines fiscales.

"2) Las prácticas contables de las empresas para propósitos de publicación de estados financieros deben ser gobernadas totalmente por los principios de contabilidad generalmente aceptados, independientemente de las mediciones del ingreso gravable bajo las estipulaciones de las leyes fiscales.

"3) No deben ser formulados principios de contabilidad o prescribirse métodos de información al público mediante directrices de las leyes fiscales; el cuerpo de los principios contables y los métodos de información deben desarrollarse conforme a las necesidades y usos del vasto interés público".

De acuerdo con lo anterior, sin dejar de reconocer que es deseable esforzarse por conciliar el interés fiscal con el interés contable, ha de hacerse notar que aun cuando las empresas decidieran llevar sus registros contables conforme a los requerimientos impo-

45) BACKER, Morton, opus cit., Cap. 8, pp. 219 y 220 (Committee on Concepts and Standards Underlying Corporate Financial Statements of the American Accounting Association).

sitivos, por las ventajas que fiscalmente ello pudiera reportarles, lo indicado será aplicar los métodos contables más correctos, pues debe de tomarse en cuenta que desde el punto de vista tanto financiero y administrativo como del interés público, el objeto fundamental de la contabilidad es suministrar información, lo más precisa que sea posible, acerca del grado de operabilidad, rendimiento, resultados, etc., de una inversión o un negocio dados, siendo la cuestión fiscal algo completamente accesorio; de ahí que sea común el uso de los términos "utilidad contable" frente a "utilidad fiscal", como un medio de comparar la información que de unos y otros registros se deriva.

El tercer argumento que aboga por la capitalización de los costos de exploración -- (cuando los resultados son favorables), expresa que puesto que el fin de la exploración es procurar reservas para futura explotación, mediante la capitalización de tales costos los cargos a gastos se aplicarán a los períodos en los cuales los mismos contribuyen a generar ingresos, o sea, cuando se esté obteniendo producción. Desde luego, la práctica contable está de acuerdo en que "los costos deben distribuirse en función de los ingresos que generen"⁴⁶ y esto se reconoce partiendo, fundamentalmente, del postulado básico del período contable, es decir, que los cargos a gastos han de estar "relacionados directamente con los ingresos del período en el cual se incurren"⁴⁷. Con esto queremos significar que no son las bases en que se fundamenta el presente argumento las que pueden objetarse, sino la consideración que de ellas se hace para atribuirles aplicables en el caso. La capitali-

46) BARRAZA Cabiedes, Pedro, Fernández, Héctor M., y González Rosales, Herón, El Fondo de los Principios de Contabilidad, Conclusiones Mesa No. 11 de la Segunda Convención Nacional de Contadores Públicos, Revista de la E.C.E.A. (ITESM), Vol. XII, Enero 1960, No. 45, p. 71.

47) Excerpts from the Report of the Committee on Cost Concepts and Standards of the American Accounting Association, 1951 (II Section, Cost Concepts), C.P.A. Handbook, Vol. 2, American Institute of Accountants, Cap. 23, Apéndice B, p. 12.

zación de los gastos de exploración asume el reconocimiento del costo de adquisición de un activo agotable; pero como el cómputo del monto capitalizable se realiza sobre bases, por estimativas, arbitrarias, ello dará por resultado un valor dudoso del activo así contabilizado, por lo que cabe aquí hacer referencia a la exposición final que hicimos al analizar el primer argumento.

El último argumento basa su posición en que no hay una correlación fija entre producción y exploración actuales, ya que, por lo general, la exploración actual añade más reservas nuevas que aquellas que están siendo explotadas. Naturalmente, este argumento es válido si consideramos que la necesidad de descubrir nuevos yacimientos está encaminada no sólo a compensar las reservas que van agotándose, sino a incrementarlas, por lo menos, en función directa del incremento del consumo⁴⁸; pero, en último análisis, como la exploración se realiza sin que se tenga la certeza de cuales vayan a ser sus resultados finales, siendo una actividad del todo necesaria e indispensable, entonces, si no existe una correlación fija entre producción y exploración, sí hay un vínculo directo entre ambas actividades, puesto que difícilmente se puede llegar a la explotación si antes no se ha cubierto esa etapa previa exploratoria. Esto nos lleva a la consideración de que, independientemente que se llegue o no al descubrimiento y desarrollo de reservas específicas, la necesidad de incurrir en los costos de exploración los presenta como erogaciones indispensables y propias de la empresa productora de petróleo y, consecuentemente, los ingresos generados a través de la explotación deben estar llamados a soportar tales erogaciones dentro de los gastos normales de operación de cada ejercicio en el que se incurren.

48) DE LA VEGA Domínguez, Jorge, opus cit., p. 81.

3.2.4. - Mecanismo contable de este procedimiento

Puesto que este procedimiento establece la necesidad de esperar a la ejecución de los trabajos de perforación y desarrollo para poder aplicar los costos, mientras ello sucede, todos los gastos incurridos en relación con la exploración se llevarán a una cuenta denominada "costos acumulados de exploración". Posteriormente, conforme termina la perforación de cada pozo, con base en las acumulaciones efectuadas (analizadas en subcuentas específicas para cada exploración en particular) se hará la distribución de los cargos correspondientes.

De acuerdo con lo anterior, después de perforarse un pozo, si éste es improductivo, la proporción de los gastos de exploración aplicables a esa área particular, que han resultado ser infructuosos, se cancelarán en la cuenta de "costos acumulados de exploración" contra gastos del ejercicio. Esto supone que los costos de perforación, acumulados en otra cuenta especial, también se darán de baja contra gastos del propio ejercicio.

Si el pozo perforado llega a ser productivo, la proporción de gastos de exploración aplicables se traspaşa de la cuenta de "costos acumulados de exploración", a una cuenta de activo denominada "pozos en producción". A esta última cuenta se incorporarán los correspondientes costos de perforación y desarrollo acumulados (traspasados de la cuenta respectiva), con lo que se opera la capitalización del pozo desarrollado, para amortizar su costo mediante los cargos periódicos a la producción por agotamiento.

Como es indudable que al final de cada ejercicio la cuenta de "costos acumulados de exploración" aparecerá con un saldo deudor (generalmente alto), para efectos del balance general será necesario traspaşar provisionalmente dicho saldo a una cuenta representativa de activo, a denominarse simplemente "exploración", operándose un asiento inverso a la iniciación del siguiente nuevo ejercicio, con el fin de continuar registrando

las acumulaciones y haciendo las aplicaciones correspondientes según los resultados de la perforación. Un procedimiento similar se observaría con respecto a los costos acumulados de perforación y desarrollo, no aplicados al final de cada ejercicio.

3.2.5.- Efectos de la aplicación de este procedimiento

Uno de los problemas que este procedimiento presenta, que ya hemos hecho notar antes y sobre el cual insistiremos, fundamentalmente reside en la determinación de las porciones de los costos de exploración que serían aplicables a cada pozo perforado, ya sea que resulte productivo o improductivo, lo que nunca se podrá asegurar sea realizado justa y equitativamente.

Por otra parte, el tratamiento contable que examinamos da énfasis a la consideración de que los gastos deben estar referidos a los ingresos que generen y que, consecuentemente, por virtud de la capitalización de los costos se realiza tal propósito. Sin embargo, cuando los resultados son desfavorables los costos respectivos no se llevan precisamente como una pérdida por separado, sino como un gasto del ejercicio en que ese evento sucede y, en este caso, van a ser los ingresos de ese mismo ejercicio los que absorban dichos cargos. Al respecto, hemos de tener presente que, por un lado, la contabilidad está regida en sus funciones por un alto grado de objetividad y, por otro, que la selección de un procedimiento contable impone la necesidad de tomar en cuenta que sus fines se cumplan atendiendo no sólo a su utilidad práctica, sino que dentro de los límites razonables que el criterio contable aconseja se aplique el que sea más adecuado. Esto nos lleva a las siguientes consideraciones.

La teoría contable⁴⁹ señala que "las pérdidas deben registrarse tan pronto como se

49) BLOUGH, Carman G., Accounting Principles and Their Application, C.P.A. Handbook, Vol. 2, American Institute of Accountants, Cap. 17, p. 14.

conozcan", por lo que indudablemente de ahí parte la decisión de cancelar los costos de exploración cuando su finalidad resulta negativa y aunque virtualmente ello representa una pérdida, como la probabilidad de encontrarse con pozos improductivos siempre existe, tal hecho no se considera extraordinario, sino un suceso que normalmente se presenta en la operación de la industria petrolera, lo que induce a aplicarlos como gastos del ejercicio en que ello acontece. Esto produce efectos inmediatos sobre los resultados de operación del ejercicio afectado, de donde surgen dos cuestiones:

- 1) ¿Se realiza un apropiado enlace entre gastos e ingresos, cuando en el mismo ejercicio se aplican gastos que supuestamente no generan ingresos?
- 2) ¿Deben afectarse los resultados de operación del ejercicio tratándose de una pérdida?

La primera cuestión da base para invalidar el argumento en que se sustenta el tratamiento contable aquí discutido, al asumir que mediante él se logra relacionar directamente los gastos con los ingresos generados, ya que esos gastos que resultan de carácter negativo van a sumarse a aquellos (en su proporción aplicable mediante la amortización) que positivamente generan ingresos. De esto se deriva que un ejercicio dado estará siendo afectado por dos vías distintas, con gastos que originalmente fueron incurridos para realizar un idéntico propósito y, no obstante, se aplican en forma desproporcional a los ingresos.

En cuanto a la segunda cuestión, estamos de acuerdo con otros autores⁵⁰ en que el reconocimiento de una pérdida, siendo un hecho completamente objetivo, debe afectar

50) CARRION Serna, Asensio, Algunos Problemas en la Información de las Utilidades Periódicas, Revista de la E.C.E.A. (ITESM), Vol. X, Oct. 1958, No. 40, p. 306.

el período en que ello tuvo lugar. Sin embargo, en el caso particular que nos ocupa, - - cuando la exploración se ve frustrada por no haberse llegado al descubrimiento y desarrollo de reservas específicas de petróleo, los costos incurridos se convierten en una pérdida que no se registra separadamente en la contabilidad, sino que considerando que tal hecho sucede común y corrientemente, del mismo modo se reconoce como un gasto normal del - ejercicio, de donde viene a repercutir directamente en los propios resultados de operación.

En las condiciones expuestas, si han de llevarse a gastos del ejercicio tales pérdidas, porque normalmente se presentan, entonces, en forma semejante debía de pensarse para - cargar también a gastos los costos incurridos cuando los resultados son productivos, si ello es igualmente un suceso normal. Desde este punto de vista, se presume que unos y otros - costos contribuyen a generar ingresos y aunque no se operaría un enlace directo entre -- gastos e ingresos actuales, su aplicación tendría una relación directa con respecto al período en el cual se incurren. Señalamos este nuevo aspecto para examinarlo más detenidamente en la siguiente sección.

Además de lo anterior, concluiremos con la consideración de que siendo la exploración una actividad cuya meta última (descubrimiento y desarrollo de reservas específicas petroleras), por regla general, no es inmediata, conforme al procedimiento contable examinado, los costos consiguientes de exploración se mantendrían pendientes de aplicación para el futuro hasta el momento de llevarse a cabo la perforación, bajo la probable eventualidad ya descrita de que los resultados sean favorables o desfavorables. En tales circunstancias, durante ese período suspensivo, más o menos largo o más o menos corto, se estaría soportando en la contabilidad de la empresa un importante monto de costos de naturaleza estática.

3.3. - APLICACION DE LOS COSTOS COMO GASTOS DEL EJERCICIO

Este tratamiento contable parte de la consideración de que la exploración, tomada - su aportación conjuntamente, representa un factor necesario para llegar a la explotación de hidrocarburos y, por consiguiente, sus costos son incurridos con la intención de contribuir, directa o indirectamente, a la generación de ingresos; pero como no es posible determinar en qué volumen han de intervenir en la producción, ni en qué grado los beneficios de tal contribución se van a extender a períodos futuros, se juzga que lo más adecuado es que sean aplicados íntegramente contra resultados del ejercicio en el que se incurren, como gastos normales de operación.

3.3.1. - Determinación del carácter de la erogación

En secciones precedentes se dejaron sentadas varias reglas fundamentales para determinar cuando una erogación ha de considerarse como capitalizable o ha de tratarse como un gasto asignable a un ejercicio dado o como una pérdida. Tales reglas son de aplicación general y están basadas en una serie de principios que la teoría y la práctica contable han desarrollado, como un medio de regular las funciones de la contabilidad.

Lo anterior supone el establecimiento de límites razonables dentro de los cuales se puede seleccionar, bajo las circunstancias que se tengan presentes, el procedimiento contable que se juzgue sea más correcto. Por supuesto, como se desprende de una afirmación de Barraza⁵¹, el limitar el alcance de la contabilidad no pretende eliminar problemas buscando el camino menos accidentado; su finalidad va mucho más allá, porque al tenerse la certeza de que dentro de esos límites hay bastantes puntos por atacar y enfocada la investigación hacia problemas resolubles, habrá de llegarse a un juicio más acertado.

51) BARRAZA Cabiedes, Pedro, opus cit., p. 360

No obstante, hay ocasiones en que la práctica contable tiene que enfrentarse a situaciones particulares que parecen hacer inoperable la observancia de alguno de los postulados básicos de contabilidad generalmente aceptados, lo que da margen para suponer que existe una controversia respecto a su consideración. Sin embargo, como lo asienta Cuéllar⁵², donde podrá haber divergencia será en lo que concierne a las reglas de aplicación o en el procedimiento a seguir, pero nunca en cuanto a los principios básicos en sí, "ya que éstos continuarán siendo 'verdades contables' hasta que, como producto de investigaciones serias, sean substituídos por otros".

En efecto, es evidente que la generalidad de esas situaciones que suelen presentarse, de ninguna manera pueden suponer la existencia de una controversia en los postulados básicos de contabilidad*. En la gran mayoría de los casos el problema radica en que, dentro de los límites razonablemente establecidos por el postulado básico considerado, se dan reglas para aplicar, opcionalmente y de acuerdo con las circunstancias, varios procedimien-

52) CUELLAR A., Emilio, *El Principio del Negocio en Marcha y su Influencia en el Pensamiento Contable*, Cap. II, p. 19, Tesis-ITESM, Junio 1959.

(*) a) De los principios contables se dice: 1) Son convencionalismos que sirven de base para normar el criterio de los contadores. 2) Su observancia permite realizar sólidas comparaciones de resultados (operatorios, administrativos, financieros, etc.), eliminando en un alto grado las confusiones que se derivarían de una contabilidad aplicada irreflexiva e irregularmente. 3) Se les declara "principios generalmente aceptados" por el reconocimiento substancial de autoridad que les respalda. -
b) "Puesto que no hay nadie con poder otorgado para legislar o establecer reglas para gobernar las prácticas contables tampoco existe, por supuesto, un código impreso de principios a los cuales uno pueda acudir. En forma similar, no hay una 'suprema corte' de contabilidad con autoridad sobre todos los organismos contables, ni existe un tribunal al que las cuestiones en controversia puedan someterse para decisión final. El reconocimiento de autoridad de los principios contables debe, por consiguiente, buscarse en los usos de los negocios, puntos de vista de autores, expresiones de comités técnicos y opiniones de funcionarios gubernamentales". (Carman G. Blough, *Accounting Principles and Their Application*, C.P.A. Handbook, Vol. 2, American Institute of Accountants, Cap. 17, p. 18).

tos y se tiene duda respecto a cual sea el más adecuado adoptar.

La teoría contable para la aplicación de los costos gira, fundamentalmente, alrededor del postulado básico del período contable, esto es, que los costos deben aplicarse de conformidad con los períodos a los cuales se espera van a extenderse sus beneficios. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, podrá haber duda que tales beneficios se hagan extensivos a otros períodos subsiguientes a aquel en el cual el gastos fué incurrido o, asimismo, podrá ser difícil establecer bases adecuadas para medir razonablemente el alcance de esos beneficios. En estos casos, las circunstancias pueden tener relación con la recurrencia de las erogaciones consignadas, con la materialidad (importancia material) y la significación (importancia substancial) de las partidas aplicables, con las inherencias a otros principios implicados o, incluso, con el tipo específico de negocio de que se trate.

Por lo expuesto se infiere que resulta casi imposible dar aquí reglas generales para determinar el carácter de una erogación, cuando en ella concurren situaciones particulares que caen más dentro del campo de la práctica que de la teoría contable, de donde se impone la adopción de un criterio eminentemente objetivo, es decir, fundado en lo que es el objeto debatible con "prevención de prejuicios personales hasta donde sea posible, aun suponiendo que sean de buena fe"⁵³. Por lo tanto, se debe hacer una evaluación justa de las circunstancias prevalecientes en cada caso, no sólo para medir desde un punto de vista conservador y práctico los efectos del procedimiento que se resuelva utilizar, sino también para ponderar los resultados con respecto a sus repercusiones futuras a través de la consistencia en su aplicación.

53) CARRION Serna, Asensio, opus cit., p. 303

3.3.2. - Argumentos para aplicar los costos de exploración contra resultados - del ejercicio

Por las tablas formuladas por Horace R. Brock, que dimos a conocer en páginas anteriores, relacionadas con los distintos procedimientos contables utilizados por la industria petrolera norteamericana, puede observarse que tanto cuando los trabajos de exploración son ejecutados por contratistas como por los propios departamentos de las compañías productoras, entre el número de las que acostumbran cargar a resultados estos costos figuran, en su mayor parte, las empresas consideradas como grandes productoras.

Partiendo de los puntos de vista de las empresas que siguen este procedimiento, - - Brock⁵⁴ presenta diversos argumentos sostenidos en su favor, los que pueden resumirse como sigue:

1) Una gran parte de los costos de exploración es fija y no varía directamente con la expansión o contracción de las operaciones. Bajo el supuesto de que sólo el incremento de los costos debe capitalizarse, una pequeña parte se cargaría a cuentas de activo; pero las dificultades que implica la determinación de la parte que representa justamente un incremento, hace también inoperable la política de capitalización, sobre todo cuando el trabajo es ejecutado por el propio personal de la empresa.

2) La mayor parte de la exploración, después de ejecutarse trabajos de perforación, arroja como conclusión haberse realizado en áreas que deben abandonarse, por lo que muy poco se ganaría al capitalizar el pequeño saldo aplicable a las áreas que son retenidas para explotación.

3) El conservatismo requiere que el cargo de estos costos a gastos se efectúe en el mo

54) BROCK, Horace R., opus cit., p. 54

mento en que se incurren, debido al valor dudoso de las propiedades a las cuales son aplicables, puesto que el hecho de que las perspectivas que ofrece la exploración sean favorables, de ningún modo garantiza la producción de petróleo en esa propiedad.

4) El llevar a gastos el importe total de los costos elimina cientos de horas de trabajo minucioso, que se requeriría para analizar los registros y asignar los costos a áreas específicas y, además, generalmente cualquier base que se tomara para la distribución de tales costos sería arbitraria y probablemente incorrecta.

5) Debe procurarse relacionar gastos actuales con ingresos actuales y puesto que el propósito de la exploración es encontrar nuevas reservas de petróleo para reponer las que están siendo explotadas, los costos son propiamente deducibles cuando se llega al ingreso actual cierto.- Después de un tiempo dado y considerando un programa de desarrollo relativamente constante, los cargos anuales a gastos serían aproximadamente los mismos si los costos de exploración se llevaran a gastos del ejercicio o se capitalizaran para distribuirlos mediante la amortización periódica. Asimismo, existe una relación directa entre producción y exploración, manteniéndose los costos de exploración en o cerca de un determinado porcentaje de los ingresos por la producción.

Como puede observarse, los anteriores argumentos fundamentalmente se basan en una serie de circunstancias particulares de las que se encuentran investidos los costos de exploración.

3.3.3. - Consideraciones sobre los argumentos que sostienen la aplicación de este procedimiento

Por el primer argumento se refuta un supuesto procedimiento contable establecido con el fin de llevar a gastos los costos fijos de exploración y capitalizar únicamente el incremento que tuvieran los mismos. Como se sabe, en la operación de toda empresa es común

encontrar que se incurre en costos fijos y en costos variables, por lo que si de observarse esta clasificación para contabilizar los costos de exploración, se adoptara el sistema de cargar a gastos los costos fijos y sólo capitalizar el incremento resultante, como éste representaría una parte relativamente pequeña del total de los costos incurridos, cuya determinación, por otra parte, implicaría una tarea laboriosa, indudablemente que lo más práctico sería hacer caso omiso de tal incremento, para llevar a gastos del ejercicio el importe total de los costos.

El segundo argumento está referido al procedimiento que aboga por la capitalización de los costos que se estima han contribuido al descubrimiento y desarrollo de una reserva específica de petróleo; llevándolos a gastos cuando la perforación arroja resultados infructuosos, porque el trabajo preliminar de exploración pierde todo el valor intrínseco que pudiera tener. Bajo este procedimiento, debe reconocerse que muy pocas ventajas prácticas se obtienen al capitalizar los costos aplicables a las relativamente cortas áreas que resultaran productivas.

Desde luego, este argumento está tomando en cuenta la materialidad y significación de las partidas aplicables bajo unas y otras circunstancias, es decir, que considerados los costos de exploración en conjunto, representan una importante suma invertida en tal actividad, sin embargo, proporcionalmente el monto de costos positivos adquiere una significación relativamente muy inferior frente a los que resultan negativos.

Por otra parte, este aspecto del problema conduce a la conclusión de que como el fin que fundamentalmente se persigue, al capitalizar aquella parte de los costos de exploración cuyos resultados finales son favorables, es el de distribuir sus efectos entre los períodos que se considera van a beneficiarse con ese gasto o, más aún, entre la producción de varios períodos cuyos ingresos han de reputarse generados por dichos costos, en cambio,

como consecuencia de los resultados desfavorables que se tengan, aparecerá afectado un período actual (y la producción misma de ese período) con gastos de idéntico origen, pero que supuestamente no generan ingresos. En las circunstancias señaladas, con cada período contable se actualizarán los cargos por los costos expirados mediante la amortización y, asimismo, se operarán los cargos por los costos negativos que resulten, lo que siempre dará origen a una distorsión de la relación proporcional entre gastos e ingresos, que se pretendía establecer a través de la capitalización.

Con respecto al tercer argumento, ya se ha dicho que la exploración (limitada a los trabajos geológicos y geofísicos) realiza una amplia serie de estudios, para localizar y señalar áreas que mejores perspectivas ofrezcan para probable explotación futura; pero está fuera de sus alcances determinar real y efectivamente la existencia de hidrocarburos en el lugar explorado, no obstante lo cual es una herramienta valiosa para llegar a la explotación.

Ante ese carácter dudoso de los resultados, no es posible aplicar los costos de exploración como una erogación de capital, es decir, como el costo de adquisición de un activo del que no se tiene la certeza que vaya a ser explotable, por lo que obrando conservadoramente se sostiene debe optarse por llevar a gastos del ejercicio tales costos. El conservatismo es un postulado básico que frecuentemente se toma en consideración en la práctica contable, como un medio de discernir situaciones y aplicar a las mismas el procedimiento contable que se considera más justo y adecuado; es, como lo apunta Blackaller⁵⁵, un criterio a utilizarse cuando al presentarse un problema se tienen soluciones alternativas, eligiéndose aquella que parezca ser la más justa y razonable según las circunstancias.

55) BLACKALLER W., Ernesto, opus cit., p. 355

El cuarto argumento está sustentado desde un punto de vista eminentemente práctico. Si se capitalizaran los costos, la distribución de éstos a las unidades consideradas para — incorporarlos, primordialmente supone tiene por objeto contar con un punto de partida — para establecer una relación directa entre gastos e ingresos, o para medir unitariamente los rendimientos de la inversión hecha; pero como la asignación de los costos generalmente se haría sobre bases arbitrarias, no se cumpliría con ese propósito fundamental y pocas o ningunas ventajas prácticas reportaría el minucioso análisis de los registros que requeriría la capitalización de los costos en cada caso.

Por lo que se refiere al último de los argumentos, en efecto, una práctica contable — correcta ha de procurar relacionar gastos actuales con ingresos actuales. En el caso particular de los costos de exploración, se incurre en éstos con el propósito de localizar nuevas reservas que vengan a reponer las que están siendo explotadas, de donde la explotación aparece como una consecuencia final de la exploración; sin embargo, resulta sumamente difícil determinar con eficacia la cuantía de los efectos directos que esta última — tiene sobre aquélla y más difícil es aún poder identificar razonablemente, los períodos — sobre los cuales esos efectos se producen. Considerando todas estas circunstancias, se juzga que la solución más adecuada es aplicar los gastos actuales de exploración en función de los ingresos provenientes de la producción actual.

Podrá observarse que en los tratamientos contables hasta aquí examinados, el problema para la aplicación de los costos de exploración reside en identificarlos:

- a) Con el ingreso que se genera, o
- b) Con el período en el cual se incurren.

En cuanto a la primera alternativa, debe reconocerse que aún considerando tales costos en conjunto, se incurre en éstos con el propósito de generar ingresos; pero cualquier —

intento para determinar claramente esa relación entre gastos e ingresos presenta serios -- inconvenientes, no sólo desde el punto de vista práctico sino también contablemente. Por consiguiente, aplicando un criterio objetivo, el problema parece resolverse razonablemente si se opta por la segunda alternativa.

3.3.4. - Mecanismo contable de este procedimiento

Los costos de exploración incurridos se registran en una cuenta general denominada -- "gastos acumulados de exploración", con subcuentas especiales para cada exploración en particular, con objeto de llevar un análisis y control directo sobre tales costos, desde que los trabajos se inician hasta que se terminan.

Concluida una exploración, con base en las acumulaciones de la subcuenta de control respectiva, su importe se traspaşa de la cuenta de "gastos acumulados de exploración" a otra denominada simplemente "exploración". La primera se opera como una cuenta -- puente o de traspašo y la segunda podrá ser de cualquiera de las siguientes características:

- a) Una cuenta de operación o resultados, incorporada en el grupo de gastos generales de operación;
- b) Una cuenta de producción o explotación, incorporada en el grupo de gastos generales o indirectos de producción.

En el primer caso, los costos de exploración quedan aislados de la producción, para reflejarse específicamente en el estado general de resultados. Esto quiere decir, según -- la clasificación presentada en el primer capítulo, que las cuatro grandes ramas que integran la industria petrolera (exploración, explotación, refinación y distribución) se operan -- rían por separado, tanto administrativa como contablemente, de manera que al final de -- cada ejercicio contable se efectuaría una concentración de los resultados de cada una --

de esas actividades, para determinar los resultados de operación de toda la industria en conjunto. Consecuentemente, la cuenta de "exploración" a que nos hemos referido habría de quedar incorporada en el grupo de gastos de operación del estado de resultados consolidado.

En el segundo caso, los costos de exploración se reflejan específicamente en el estado del costo de producción. Para el efecto, el importe de la cuenta de "exploración" se incorpora a la cuenta de "explotación" (producción de gas y/o crudo), de donde ha de hacerse la determinación del costo de la producción obtenida durante cada ejercicio contable. Esto supone el establecimiento de un método de prorrateo de los gastos de exploración en función de la producción, sobre las bases que se juzguen más adecuadas, de acuerdo con cualquiera de los sistemas que la técnica contable aconseja para el objeto.

Como los gastos de exploración se encuentran íntimamente ligados a la explotación, que viene a ser una consecuencia de aquéllos, no sólo es recomendable sino conveniente que la cuenta de "exploración" quede incorporada en el grupo de cuentas que integran el costo de producción, que resulta ser, en último análisis, el costo de la materia prima extraída que posteriormente ha de pasar a la etapa de transformación o refinación.

Para efectos del balance general, como indudablemente al final del ejercicio correspondiente habrá algunas exploraciones sin terminarse, es necesario tomar en cuenta el saldo que arrojaran las mismas, lo que presenta las siguientes opciones:

1) Si los gastos de exploración se llevan incorporados a las cuentas de operación o resultados, el saldo de la cuenta de "gastos acumulados de exploración" se traspasaría a otra con carácter de activo, denominada "exploración acumulada por aplicar". Al iniciarse el siguiente ejercicio habría que operar un asiento de reversión entre dichas cuentas, reanudándose el registro y aplicación de los costos en la forma que antes ya fué expuesta.

2) Si los gastos de exploración se operan incorporados en las cuentas de producción o explotación, el saldo de la cuenta de "gastos acumulados de exploración" se traspasa a otra con carácter de activo, denominada "exploración en progreso", que además de formar parte de las cuentas del balance general quedará también representada en el estado del - costo de producción, como inventario de producción en proceso. Al iniciarse el siguiente ejercicio, en forma similar se operará un asiento de reversión entre las cuentas citadas, para continuar el registro y aplicación de los costos según quedó explicado.

3) Otra opción podría ser la de cancelar el saldo de la cuenta de "gastos acumulados de exploración", aplicándolos definitivamente en las cuentas de resultados o de producción, según la política adoptada, iniciándose el siguiente ejercicio con las cuentas - libres de saldos. A nuestro juicio, esta opción es la menos recomendable, porque presenta el inconveniente de tener que cancelar definitivamente las subcuentas de cada exploración sin estar concluidas, en detrimento del objeto que con esos registros se persigue.

Puesto que ya antes nos hemos adherido a la conveniencia de que la cuenta de "exploración" quede incorporada en el costo de producción, lógicamente se sobrentiende -- nuestra preferencia para la segunda opción.

3.3.5.- Efectos de la aplicación de este procedimiento

A lo largo de este capítulo ha quedado reconocido que no existe una relación real y directa entre los gastos de exploración incurridos en un período dado y los ingresos generados durante el mismo, ya que los primeros están llamados a generar ingresos en el futuro y los segundos son consecuencia de gastos que se incurrieron en el pasado. Por otra parte, si se intenta identificar los gastos de exploración en relación directa con los ingresos que generan, presenta serias dificultades prácticas asignar tales gastos a un pozo o grupo de pozos en particular puestos en producción.

Se ha pretendido solucionar el problema aislando los resultados favorables de los favorables, siendo así que al presentarse los primeros, se puede tener la certeza de que los gastos de exploración contribuyen directamente a la generación de ingresos, mientras que por los segundos tal propósito es totalmente negativo. Pero la solución es meramente teórica, porque en la práctica es muy difícil determinar claramente las porciones de los gastos de exploración aplicables es uno y otro casos, lo que tendría que hacerse sobre bases completamente estimativas y unas veces hasta arbitrarias.

Sin perder de vista que la exploración contribuye al descubrimiento y desarrollo de reservas petrolíferas y, consecuentemente, a la generación de ingresos, puede afirmarse que ello se realiza indistintamente, tanto cuando los resultados de la perforación son favorables como desfavorables, porque es indudable que para llegar al desarrollo y explotación de pozos petroleros, no se pueden descartar las probabilidades generales que la exploración ofrece, siendo necesario tomarla en cuenta como un todo.

Por consiguiente, como los gastos de exploración se traducen en beneficios que van a recaer sobre la producción y, más aún, sin los primeros difícilmente subsiste la segunda, es lógico que los cargos por tal concepto sean absorbidos por la producción misma; pero ante la impracticabilidad para poder determinar en qué grado y en qué momento dichos gastos contribuyen a la generación de ingresos, se opta por hacer la aplicación total de los mismos al ser incurridos. En estas condiciones, al aplicarse los gastos actuales de exploración en función de los ingresos provenientes de la producción actual, se da reconocimiento a la relación entre exploración y producción, aun cuando queda establecida indirectamente y, además, con ello se realiza un adecuado enlace entre gastos e ingresos, refiriéndolos a un mismo ejercicio contable.

Como en muchas áreas de la contabilidad, las dificultades prácticas que ofrece la —

adopción de un procedimiento dado, para que surta sus efectos con eficacia, pueden conducir a su establecimiento adecuándolo a las circunstancias prevalecientes, dentro de los límites razonables que el criterio contable aconseja. Esto es precisamente lo que se propone el presente procedimiento, resultando ser la fórmula conciliatoria entre el punto de vista práctico y el postulado básico del conservatismo*, que propugna por la adecuada aplicación de ingresos y gastos a períodos contables.

Este procedimiento permite aplicar los gastos de exploración de una manera más justa y razonable, ya que al distribuirlos uniformemente sobre toda la producción obtenida en el período, sus efectos se equilibran proporcionalmente con el volumen de las operaciones realizadas y al considerarlos integralmente, haciendo caso omiso de que lleguen a ser favorables o desfavorables, puede ser posible eliminar distorsiones en los resultados de operación. Por otra parte, las variaciones serán relativas si se toma en cuenta que, por lo general, tanto los programas de exploración como los de producción se desarrollan paralelamente; pero aún suponiendo una expansión constante en las actividades de exploración, como ello se traducirá también en un incremento constante de la producción, los efectos sobre los resultados se verán compensados de un ejercicio a otro.

(*) Refiriéndose al concepto básico de conservatismo sobre el que descansan los principios de contabilidad y su aplicación en algunas circunstancias, señala Blough que lo que aún sigue siendo un postulado básico es el conservatismo modificado, en el sentido de que los contadores deben considerarlo desde el punto de vista de la adecuada asignación de ingresos y gastos a ejercicios contables y rechazar la adopción de prácticas que, aunque una vez se consideraron conservadoras propiamente, pueden ahora distorsionar materialmente los estados financieros y desorientar a quienes los utilizan para su información y decisiones. - (Carman G. Blough, *Accounting Principles and Their Application*, C.P.A. Handbook, Vol. 2, American Institute of Accountants, Cap. 17, p. 17).

3.4.- APLICACION DE LOS COSTOS CONTRA UNA RESERVA PARA EXPLORACION

Bajo el tratamiento contable que vamos a examinar, los costos de exploración, con base en una cuota predeterminada, se cargan estimativamente a la producción, pero con crédito a una reserva y, posteriormente, los costos reales incurridos se cancelan contra esa misma reserva.

3.4.1.- Argumentos para la aplicación de este procedimiento

La aplicación de los costos de exploración basada en la creación de una reserva, se propone⁵⁶ partiendo de los argumentos que pueden resumirse como sigue:

1) Cuando la producción se encuentra en pleno grado de desarrollo, como los gastos de exploración se efectúan de una manera constante, éstos deben y pueden preverse mediante la creación de una reserva para exploraciones.

2) La incertidumbre de los resultados disminuye, pues una vez creada la reserva, si las exploraciones llegaran a ser improductivas no afectan la estabilidad de la empresa, ya que no se traducirán en una pérdida, sino en una disminución parcial o total de dicha reserva y, en cambio, si resultan productivas la situación de la empresa se verá fortalecida.

Indudablemente el primer argumento se funda en el hecho de que toda empresa está expuesta a operar con más o menos riesgos y, por lo tanto, una sana política administrativa ha de estar encaminada a tomar cuantas medidas se juzguen pertinentes en previsión de ellos. En el caso particular de la industria petrolera, reiteradamente hemos venido haciendo notar que no obstante las avanzadas técnicas desarrolladas, hasta la actualidad la exploración continúa supeditada a la incertidumbre de los resultados definitivos, que sólo

56) CASANOVA Ferrera, Ciro G., opus cit., Cap. III, p. 53

pueden conocerse mediante la perforación, los que, por lo general, proporcionalmente son más desfavorables que favorables, de donde tomando en cuenta que la exploración se realiza de una manera constante, se considera que la creación de una reserva de esta naturaleza elimina el impacto que tales riesgos pueden causar en un momento dado.

El segundo argumento explica la función de la reserva y corrobora la consideración anterior; pero a este respecto se presentan dos caminos para operar la reserva, que examinaremos a continuación.

3.4.2.- Funciones de la reserva para exploración

Aunque más adelante revisaremos diversos aspectos relacionados con la creación e incremento de la reserva, para efectos de la presente discusión partiremos del supuesto de que la reserva se constituye mediante cargos aplicados a la producción, con base en una cuota predeterminada. Así pues, la reserva puede estar destinada a soportar exclusivamente los gastos de exploración cuyos resultados sean desfavorables o bien, para absorber los gastos totales de exploración, cualesquiera que sean sus resultados finales.

A.- Considerando exclusivamente los resultados desfavorables

Esto viene a ser una variante del segundo tratamiento contable que ya examinamos en otra sección, por el cual se propone llevar a gastos del ejercicio los costos, cuando los resultados sean desfavorables. La innovación aquí consiste en que una vez constituida la reserva, todos los costos de exploración, sin excepción, se cargan a dicha reserva y allí permanecen hasta conocerse los resultados definitivos de la perforación posterior. Luego, al declararse productivo un campo, como habrán de capitalizarse las inversiones y gastos cuya naturaleza así lo requiera, en ellos se incluirán también los gastos de exploración en la proporción respectiva, de tal manera que esos valores aparecerán capitalizados "con cargo a las cuentas de activo que corresponda y crédito a la Reserva para Exploración".

nes, que es la cuenta que recibió el cargo original, cuando todas esas inversiones no podrían considerarse como un activo, debido a la incertidumbre de los resultados del campo"⁵⁷. Consecuentemente, "una vez hecha la capitalización de esos valores, el incremento que recibe la reserva tendrá que ser muy fuerte, siendo conveniente un nuevo estudio de la cuota por barril, que será la que se aplique a la producción para incrementar la reserva, pues en estas condiciones habrán variado, tanto el factor producción, como el importe de los gastos futuros de exploración"⁵⁸. De este procedimiento se desprende que la reserva quedará gravada exclusivamente con los gastos de exploración cuyos resultados sean desfavorables, es decir, cuando los pozos perforados resulten improductivos.

Considerando la contabilización de las operaciones en la forma descrita, bajo el supuesto de que la reserva fué constituida mediante cargos a la producción de períodos anteriores, en último análisis, sobre ella quedarán gravitando los gastos de exploración aplicados para constituirla, cualesquiera que fueran los resultados, ya que el crédito por los resultados favorables no se reconoce sobre la producción previamente afectada, sino que se opera en la reserva misma. Como en tales condiciones el aumento que recibe la reserva es muy fuerte, los cargos a la producción actual para continuar incrementándola tendrán que ser más bajos, en comparación con los cargos operados en la producción de períodos precedentes, por lo que será la producción actual en la que se reflejará una compensación, por el beneficio que le reportará la notable reducción de los cargos.

Como puede observarse, en las circunstancias señaladas, la función de la reserva no es la de absorber gastos propiamente dichos, sino las probables pérdidas a que está sometida la exploración por los pozos que resultan improductivos. Esta limitación impuesta así

57) CASANOVA Ferrera, Cirio G., opus cit., p. 54

58) Ibidem.

a la reserva, da origen a serios problemas contables, similares a los expuestos en secciones anteriores, particularmente los que se derivan de la dificultad práctica que presenta la determinación del importe de las porciones de los costos de exploración desfavorables, que han de cancelarse contra la reserva y aquellos que han de capitalizarse, por ser favorables. Ante esta situación, varios aspectos deben considerarse:

1) Los resultados de operación de un período contable a otro presentarán graves distorsiones, por las alteraciones tan desproporcionadas que acusarán los cargos a la producción, cada vez que se modifiquen las cuotas aplicables para incrementar la reserva.

2) Será difícil lograr el establecimiento de cuotas que se mantengan dentro de un margen razonable de variabilidad, creciente o decreciente, ya que su fijación estará siempre sujeta a los resultados que se obtengan, al traducirse éstos en un mayor o menor incremento inmediato de la reserva.

3) Si para fines prácticos se optara por establecer una cuota más o menos permanente aplicable a la producción, por un lado, la reserva tendría un incremento constante; pero, por otro, recibiría un aumento extraordinario cada vez que se capitalizaran las inversiones productivas y, como resultado de ello, llegaría un momento en que dicha reserva aparecería con una acumulación sumamente elevada, mucho más allá de las necesidades normales para las que se supone es constituida.

4) La capitalización de los costos que resultan productivos, en última instancia, se traduce en una duplicación de cargos a las operaciones o al costo de la producción, aunque referidos a períodos distintos, puesto que para constituir e incrementar la reserva tuvieron que ser afectadas, por una porción estimada de gastos de exploración, las operaciones o la producción de uno o varios períodos anteriores y, luego, por virtud del fenómeno de la capitalización (de una porción real de gastos similares), se afectarían también las —

operaciones o la producción de períodos futuros, a través de los correspondientes cargos - por amortización o agotamiento.

B.- Considerando los costos totales de la exploración

Los problemas que se han apuntado y algunos otros a que da origen el funcionamiento antes descrito de la reserva para exploración, posiblemente hayan conducido a que en la práctica contable actual de la industria petrolera mexicana, dicha reserva tenga asignadas funciones más amplias.

Como lo veremos más tarde, la reserva está destinada para soportar todos los costos - de exploración en general, ya sean desfavorables o favorables e, incluso, los costos intangibles de perforación y desarrollo cuando el pozo llega a ser improductivo.

Para fines de la discusión del presente tratamiento contable, desde aquí dejaremos - descartada la función de la reserva como fué descrita primeramente, por lo que nuestro - examen estará referido a la reserva con las características que se apuntan en el párrafo - anterior.

3.4.3.- Consideraciones sobre el carácter de la reserva

El tratamiento contable de los costos de exploración basado en la utilización de una reserva, presenta dos opciones para constituir la e incrementarla, a saber:

- a) Mediante una separación de utilidades en cada ejercicio, o
- b) Mediante una cuota predeterminada con cargo a la producción.

Al uniformizarse los sistemas contables en la industria petrolera mexicana, originalmente se pretendió establecer la reserva para exploración mediante una separación específica de utilidades en cada ejercicio, para quedar clasificada dentro de las reservas de -- capital, es decir, como una subdivisión del superávit ganado, formando parte del capital - contable. Pretender constituir la reserva por este medio llevaba implícita la idea de que -

asumiría el carácter de una "reserva para contingencias", destinada a restaurar las probables disminuciones futuras en las utilidades, provenientes de los resultados desfavorables - que arrojará la exploración.

Sobre el particular, hemos de aclarar que en el pasado, una reserva para contingencias tenía por objeto absorber directamente gastos o pérdidas de índole incierta, de manera que al realizarse tales eventos se operaba un cargo contra la reserva; pero esto se traducía en "una utilidad más grande a reportarse en el período del cargo"⁵⁹. En la actualidad, la evolución de los principios y procedimientos contables, entre otras consideraciones, ha generalizado la norma de que "los costos o pérdidas no deben tratarse como cargos a dichas reservas y ninguna parte de una reserva como esas debe traspasarse a la utilidad de operación o en cualquier modo utilizarse para afectar la determinación de la utilidad neta de ningún ejercicio"⁶⁰. Lo último trae como corolario que "cuando una reserva total o alguna parte de ella no se estima necesaria por más tiempo, debe reintegrarse al superávit"⁶¹.

La importancia reconocida en los últimos años al estado de pérdidas y ganancias como instrumento de información y comparabilidad financiera, ha encaminado los esfuerzos de la técnica contable hacia la consideración eficaz de todas aquellas partidas de ingresos y gastos que afectan las utilidades periódicas, con el propósito de llegar a una determinación más real y precisa de los resultados. Partiendo de este punto de vista, si ha de tomarse en cuenta que "la utilidad neta para cualquier período debe reflejar todas las ga-

59) KOHLER, Eric L., opus cit., p. 364

60) FINNEY, H. A., y Miller, Herbert E., (Intermediate), opus cit., p. 442

61) Ibidem.

■ (Finney y Miller se refieren a la posición sostenida por el Comité de Procedimientos Contables del Instituto Americano de Contadores) ■

nancias y pérdidas reconocidas durante el ejercicio, ya sea que se relacionen con él o — no"⁶², está claro que las limitaciones impuestas a la reserva para contingencias, que son extensivas a otras de tipo similar, tienen como finalidad fundamental evitar se aproveche su uso (mediante la absorción de gastos) para influir en la utilidad neta reportable, cuya determinación se propugna porque sea efectuada más en concordancia con los resultados — de las operaciones realizadas en el ejercicio.

Así pues, el objeto primordial de la reserva para contingencias viene a quedar confi- nado a fortalecer la posición financiera de la empresa, representando una utilidad reteni- da dentro del grupo general de superávit ganado, de modo que solamente de resultar un — déficit en un período dado sería afectada dicha reserva, como podría serlo alguna otra — dentro de ese grupo. Bajo estas circunstancias, los fines que en el pasado respaldaron la creación de las reservas para contingencias han quedado ahora invalidados y, es más, su — función y efectos se suplen con eficacia a través de las reservas legal y de previsión, que en la práctica mexicana se establecen desde hace muchos años.

En vista de lo expuesto, tomando en cuenta la finalidad que se persigue con el em- pleo de una reserva para exploración, se llega a la conclusión de que debe desecharse la posibilidad de constituirlo mediante una separación de utilidades en cada ejercicio.

Actualmente, en la práctica contable de la industria petrolera mexicana, la reserva — para exploración se establece mediante una cuota predeterminada con cargo a la produc- ción, "ya que ésta lleva implícita la labor de exploración por toda la vida de la empresa, siendo un elemento que debe formar parte del costo de la producción"⁶³. Enmarcada esta

62) MONTGOMERY, Robert H., Lenhart, Norman J., y Jennings, Alvin R., Montgome- ry's Auditing, 7a. Edición, 1949, Cap. 20, p. 439.

63) CASANOVA Farrera, Ciro G., opus cit., p. 53

peculiaridad de la reserva consideraremos ahora su carácter, es decir, si ha de clasificarse como una reserva de superávit, como una reserva de pasivo o en alguna categoría especial.

A. - Reserva de Superávit

Ya fué asentado que como las reservas para contingencias se establecen a través de separaciones específicas de superávit, quedan formando parte del capital contable; pero "no pueden ser utilizadas para absorber cargos por gastos o pérdidas"⁶⁴. Puesto que se ha descartado la posibilidad de crear la reserva para exploración por ese medio, es lógico que aquí debe ser aplicable la misma regla inversamente, o sea, que "los cargos operados contra resultados por pérdidas o por gastos incurridos o acumulados se traducen en cuentas de pasivo o complementarias de activo, pero no en sumas clasificables como asignaciones de utilidades retenidas"⁶⁵. Por consiguiente, como la reserva se constituye mediante cargos a una cuenta de gastos de producción, no puede ser clasificada como una reserva de superávit.

B. - Reserva de Pasivo

En la práctica contable es frecuente encontrar un variado número de reservas o "provisiones" derivadas de cargos aplicados como gastos de operación, las cuales se establecen con objeto de hacer frente a probables obligaciones futuras, tales como cumplimiento de cláusulas de garantía en contratos de venta, pago de impuestos, compensaciones de créditos, etc., o bien, estimaciones para pago de vacaciones, para gastos de reparación y

64) FINNEY, H. A., y Miller, Herbert E., (Intermediate), opus cit., p. 445

65) AMERICAN Accounting Association, Accounting Concepts and Standards Underlying Corporate Financial Statements (1948 Revision), Supplementary Statement No. 1 (Dec. 31, 1950), C.P.A. Handbook, Vol. 2, American Institute of Accountants, - Cap. 17, Apéndice "B", p. 12.

mantenimiento, etc. Desde luego, las reservas de este tipo de ninguna manera pueden ser consideradas como complementarias de activo, puesto que no representan expiraciones de costos; pero desde el punto de vista de que se establecen para atender presuntas obligaciones, cuyo importe es actualmente indeterminable, muchos autores las clasifican como reservas de pasivo y, es más, aún tratándose de provisiones estimadas para gastos (como en el caso de las reservas para pago de vacaciones o para gastos de reparación y mantenimiento), "la provisión no utilizada al final de un ejercicio se clasifica usualmente como un pasivo circulante"⁶⁶.

En nuestra opinión, quizás cuando se trata de provisiones constituídas con el propósito de reconocer obligaciones cuya exigibilidad es probable en el futuro, pudiera justificarse considerarlas como reservas de pasivo; pero cuando las provisiones representan acumulaciones de gastos aplicados de una manera estimada, no podrían clasificarse con propiedad como reservas de pasivo. En este último caso viene a quedar comprendida la reserva para exploración.

C.- Categoría Especial de Reservas

Por lo que se refiere al último tipo de reservas mencionadas en el párrafo anterior, se establecen cuando se adopta un procedimiento contable que tiene por objeto distribuir un gasto anual uniformemente a lo largo del ejercicio, de tal modo que ese gasto se aplica, sobre una base estimado, a cada producto o a cada una de las operaciones en que se divide el ejercicio y por cada cargo operado se corre un crédito a la reserva, siendo así como se constituye. Por otra parte, los gastos reales son absorbidos por la reserva al ser —

66) MONTGOMERY, Robert H., Lenhart, Norman J., y Jennings, Alvin R., opus cit., — p. 370.

incurridos, mediante los correspondientes cargos a la misma. Posteriormente, al final del ejercicio, el saldo de la reserva se ajusta contra las propias operaciones afectadas, por la diferencia que resulta entre los gastos aplicados y los incurridos. No obstante, algunas veces estas reservas* tienen una vigencia de varios períodos, de acuerdo con la naturaleza y extensión del gasto.

Aquí puede observarse que existe cierta similitud entre las reservas de ese tipo y la reserva para exploración, tanto en lo que respecta a la forma de crearlas como a su mecanismo contable; sin embargo, el objeto exclusivo de aquéllas es lograr la distribución uniforme de un gasto dado, sobre las operaciones o productos del ejercicio en que es incurrido. En cambio, la reserva para exploración tiene un doble objeto en sí misma; uno, es la distribución uniforme de los costos de exploración, en una proporción predeterminada que se aplica como parte del costo total de producción y, otro, es el de proveer recursos para reemplazar las exploraciones utilizadas.

Ahora bien; si hemos de considerar a la reserva para exploración junto con todas esas otras que tienen un carácter indeterminado, es decir, que no pueden tomarse como reservas de superávit ni como reservas de pasivo, la única alternativa que resta es la de agruparlas en una categoría intermedia**, entre el pasivo y el capital contable, bajo una cla

(*) Finney y Miller (Intermediate, opus cit., p. 442) llaman a estas cuentas "reservas presupuestarias" (budgetary reserves); Kohler (opus cit., p. 168) las denomina "reservas de nivelación" (equalization reserves).-

(**) Finney y Miller (Intermediate, opus cit., p. 445), refiriéndose a la clasificación de las reservas en el balance general, comentan el uso de una categoría intermedia, bajo la que se agrupan algunas cuentas de saldo acreedor de las que no se tiene la certeza razonable que representen cuentas complementarias de activo, pasivos o una parte del capital contable.- Morton Backer (opus cit., p. 443), haciendo un comentario similar, señala la inclinación actual a eliminar la clasificación de una categoría especial de reservas en el balance general, enlistándolas simplemente en forma individual entre el pasivo y el capital contable.-

sificación especial de reservas.

3.4.4.- Constitución e incremento de la reserva y aplicaciones contables

Como la reserva para exploración se constituye mediante cargos a la producción, para predeterminar la cuota aplicable se toma en consideración la experiencia de las operaciones de años anteriores, haciéndose un estudio de los volúmenes de la producción normal y de los programas de exploración a realizar, ya que los gastos estimados de exploración serán distribuidos en función de la producción que se obtenga. Hecha la evaluación de estos datos, se establece la cuota que deberá aplicarse a cada barril de petróleo producido.

De acuerdo con el volumen mensual de producción y con base en la cuota predeterminada, se calcula el importe del cargo que habrá de incorporarse al costo de dicha producción, lo que se opera con crédito a la reserva. En esta forma, la producción va quedando afectada con una porción estimada de gastos de exploración y, al mismo tiempo, se va incrementando la reserva.

Por lo que respecta a los gastos de exploración incurridos, éstos se llevan en una cuenta general denominada "gastos acumulados de exploración", con subcuentas especiales para cada exploración en particular, a fin de obtener un análisis y control directo sobre tales costos. Luego, por las exploraciones que se dan por terminadas se cancela su importe mensualmente, mediante un asiento de traspaso a la reserva, es decir, el importe de los trabajos terminados se carga a la "reserva para exploración", con crédito a la cuenta de "gastos acumulados de exploración".

Como al final de cada ejercicio contable habrá varias exploraciones no concluidas, para efectos del balance general se requiere tomar en cuenta el saldo que arrojen las mismas, lo que ofrece las siguientes alternativas:

1) Cancelación del saldo de la cuenta de "gastos acumulados de exploración", aplicándolos definitivamente contra la "reserva para exploración". La adopción de tal procedimiento tiene el inconveniente de que pierden su objeto las subcuentas abiertas a cada exploración en particular y ningún caso tendría esperar a que las exploraciones se den por concluidas para poder cancelar sus costos contra la reserva; bastaría con cargarlos directamente a la reserva a medida que se van incurriendo, llevando por separado unos registros analíticos, pero sin el carácter de subcuentas específicas de la cuenta de "gastos acumulados de exploración".

2) Apertura de una cuenta de activo denominada "exploración", exclusivamente para su presentación en el balance general, a la que se traspasaría el saldo acumulado de la cuenta de "gastos de exploración", operándose un asiento de reversión entre ambas cuentas al iniciarse el siguiente ejercicio, a fin de reanudar el registro y aplicación de los costos en la forma que ya fué descrita. Este procedimiento, sin embargo, aunque por un lado permite conocer a través de la presentación en el balance general el importe de las exploraciones en progreso, por otro, presentaría a la reserva libre de ese gravamen que, en esencia, a la fecha ya le corresponde, puesto que se trata de gastos incurridos susceptibles de aumentar, pero no de disminuir.

3) Traspaso provisional del saldo de la cuenta de "gastos acumulados de exploración" a la propia "reserva para exploración", reintegrando dicho saldo mediante un asiento de reversión al iniciarse el nuevo ejercicio, para continuar el registro y aplicación de los costos como quedó explicado. Nos adherimos a este último procedimiento, porque cumple con el propósito del anterior, pero elimina la necesidad de abrir una cuenta de activo, que en cada ejercicio sólo tendría dos únicos movimientos, uno de cargo y otro de crédito. Además, el importe de la reserva reportado en el balance general representaría el sal

do real disponible a esa fecha.

3.4.5.- Consideración de las diferencias entre lo incurrido y lo aplicado

En un sistema contable de costos en el que los gastos indirectos de fabricación se aplican con base en un factor predeterminado, los gastos incurridos se acumulan en una cuenta de control (gastos indirectos reales), mientras que por las aplicaciones de los gastos predeterminados, cada vez que se opera un cargo al costo de la producción se efectúa un crédito correlativo a una cuenta temporal (gastos indirectos aplicados). Al final de cada ejercicio contable, el saldo de la cuenta de gastos aplicados se cancela mediante traspaso a la cuenta de gastos reales, de donde se hace el cómputo por la diferencia entre lo aplicado y lo incurrido. Dicha diferencia se cancela en esta última cuenta mediante un asiento de ajuste, según la naturaleza del saldo, a favor o en contra del costo de producción o del costo de ventas⁶⁷.

Bajo el tratamiento contable que estamos examinando, debe hacerse notar que en la práctica contable mexicana, al final de cada ejercicio no se corren ajustes por las diferencias que resultan entre los gastos reales y los aplicados por la exploración y aunque en ciertos aspectos los gastos se manejan de una manera similar al sistema señalado en el párrafo anterior, aquí se presentan las siguientes particularidades:

1) Provisión para gastos contra distribución de gastos: Como lo señalamos unas páginas antes, la constitución de la reserva lleva implícita una doble función; por un lado, se realiza una separación de recursos destinados a soportar los gastos futuros de exploración y, por otro, se aplica al costo de producción una cantidad estimada de gastos de exploración.

67) NEUNER, John J. W., Cost Accounting - Principles and Practice, Applied Manufacturing Overhead, 5a. Edición, 6a. Impresión, Oct. 1960, Cap. 9, p. 262.

Sin embargo, como al final de cada ejercicio no se hace ningún ajuste por la diferencia - entre los cargos aplicados a la producción de ese ejercicio y los gastos de exploración incurridos durante el mismo, esto da por resultado que la producción no queda afectada precisamente por los gastos reales de exploración del ejercicio, sino de un modo definitivo - meramente por gastos estimados.

2) Producción actual contra exploración futura: De acuerdo con la forma como se constituye la reserva, los cargos que por este concepto recibe la producción actual, en último análisis, no corresponden a los gastos de exploración incurridos en períodos previos, sino a los que habrán de efectuarse por las exploraciones de períodos futuros.

3) Producción actual contra exploración actual: Puesto que al final del ejercicio contable no se corren los ajustes que se han mencionado, tampoco puede asumirse el establecimiento de una relación directa entre producción y exploración referidas a un período actual.

De lo anterior se desprende que aunque los cargos a la producción virtualmente representan una aplicación estimada de los gastos de exploración, en realidad, ello sólo es un medio para constituir la reserva, cuyo propósito fundamental es el de acumular recursos - específicamente destinados a sufragar futuros gastos de exploración, de una manera general.

3.4.6.- Objeciones para la aplicación de este procedimiento

Dadas las peculiaridades del presente tratamiento contable, quizás quisiera justificarse considerando las ventajas prácticas que en algunos aspectos ofrece, desde el punto de vista de que por la forma como se constituye la reserva se realiza una distribución uniforme de cargos a la producción. Sin embargo, aparte de que tales cargos se traducen en costos fijos de exploración, hasta en tanto no se modifiquen las bases para su aplicación, lo cierto es que la producción resulta siempre afectada por gastos que no corresponden a lo -

real. Además, debe tenerse muy presente que los costos de exploración no son incurridos - esporádicamente, ni se derivan de una actividad o una situación extraordinaria, sino que - se trata de gastos normales que necesariamente han de efectuarse por toda la vida de la - empresa.

A este respecto, cabe la observación de Paton al expresar que "Debe subrayarse el - severo contraste entre (1) el prorrateo de cargos con el propósito de afectar ingresos periódicos con los costos razonablemente asignables a los mismos, de modo que la utilidad neta esté de acuerdo con los hechos actuales de la situación financiera, y (2) la variación de - erogaciones y la técnica contable de los costos con el propósito de estabilizar la presenta- ción de la utilidad sin tomar en cuenta el flujo y reflujo de las condiciones del negocio. Intentar lo primero es la esencia de una buena contabilidad; la segunda política, aunque - no completamente mala, ciertamente está expuesta a la más seria objeción"⁶⁸.

También tal vez puede pensarse en la justificación del tratamiento contable que aquí se discute, considerando que el único propósito de la reserva es el de procurar una separa- ción de recursos para fortalecer la posición financiera de la empresa, que al mismo tiempo permita hacer frente a las altas erogaciones que origina la exploración, pero que como los beneficios que reportan estos gastos recaen sobre la producción y, más aún, que sin los pri- meros difícilmente subsiste la segunda, se estima que los cargos para crear dicha reserva - sean soportados por la producción misma. Partiendo de este argumento, posiblemente pu- dría admitirse la creación de la reserva, si tales recursos estuvieran destinados exclusiva- mente a compensar futuros gastos difícilmente determinables, es decir, sujetos a la proba- bilidad de presentarse o no; pero ya hemos dicho que los gastos de exploración se efectúan

68) PATON, William A., editor, Accountant's Handbook, 1949, p. 133

normal y periódicamente, al lado de los demás gastos de operación de la empresa. En estas condiciones, si lo único que se pretende es fortalecer la situación financiera, al mismo resultado se llega mediante un simple incremento del superávit ganado, explicando en el balance general o en el estado de superávit la necesidad de retener adicionalmente esas utilidades.

3.4.7.- Efectos de la aplicación de este procedimiento

Bajo el supuesto de que los cargos que se aplican a la producción sólo son un medio para constituir la reserva, ello no impide que el costo de producción aparezca afectado de una manera constante con gastos que, por lo general, van más allá de lo que en realidad le corresponden, cuyos efectos repercuten en la determinación de las utilidades de cada ejercicio. Además, como los gastos de exploración realmente incurridos son absorbidos directamente por la reserva, las variaciones que éstos pueden presentar de un ejercicio a otro, ninguna influencia tienen sobre el mayor o menor volumen de las operaciones realizadas. Por consiguiente, la integración del costo de producción y, a su vez, la determinación de la utilidad contable aparecerán en discordancia con los hechos ocurridos durante el ejercicio, ya que no reflejarán la situación real con respecto a los gastos de exploración considerados.

Por otra parte, puesto que no se puede descartar el vínculo que existe entre la exploración y la producción, ya que ésta es una consecuencia de aquélla, por la forma como es operada la reserva, la relación que mediante este procedimiento se presenta, envuelve la particularidad de que los gastos actuales de exploración se traducen en un beneficio para la producción futura, mientras que los gastos aplicados a la producción actual normalmente no se transforman en gastos reales durante el mismo período en el cual se aplican, sino hasta después de uno o varios períodos posteriores. En tales circunstancias, considerando -

el enlace entre los gastos y los ingresos que están llamados a generar, es indudable que aquí no existe una relación directa entre gastos actuales e ingresos actuales, como tampoco la hay entre gastos de un período e ingresos de otro, pues se trata de una aplicación definitiva a ingresos actuales, de gastos cuyo importe no corresponde a lo incurrido.

En el desarrollo de este capítulo hemos reiterado las dificultades prácticas que presenta la identificación de los gastos de exploración, con respecto a los beneficios directos que aportan sobre la producción de uno o varios períodos; pero reconociendo la dependencia que existe entre exploración y producción, hemos señalado la conveniencia de establecer esa relación, refiriéndola al ejercicio actual en que los gastos de la primera se incurren y los ingresos de la segunda se generan, ya que ambas constituyen operaciones normales en cada ejercicio, con lo que no sólo es posible disponer un adecuado enlace entre gastos e ingresos, sino que también ello es el medio de reportar más justa y apropiadamente los resultados de operación. Basados en esta posición de que los gastos de exploración deben cargarse en el período en el cual son incurridos, puede también admitirse la creación de una reserva, pero cuyo objeto sea precisamente el de realizar una distribución uniforme de tales gastos sobre la producción, de tal manera que se corran los asientos que al final del ejercicio correspondiente sean necesarios, por la diferencia que resulte entre los gastos aplicados y los incurridos, con el fin de que el costo de producción quede ajustado conforme a los gastos reales.

Lo propuesto se refiere a la utilización de las llamadas "reservas presupuestarias", aunque los mismos fines pueden obtenerse adoptando un procedimiento similar al de un sistema de costos, en el que los gastos indirectos de fabricación se aplican sobre la base de una cuota predeterminada, mediante el uso de una cuenta de "gastos de exploración aplicados", a la que se lleven todos los gastos predeterminados que se vayan cargando a

la producción, efectuando los ajustes correspondientes al finalizar cada ejercicio contable.

Varias consecuencias pueden derivarse de la solución que aquí se propone, por ejemplo, el examen comparativo de partidas significativas permite efectuar una evaluación más eficaz de las distintas operaciones realizadas y, asimismo, el análisis de las variaciones entre lo aplicado y lo incurrido, conduce a la adopción de bases más justas para la distribución de los gastos y cálculos más precisos en la formulación de presupuestos.

CAPITULO VI

COSTOS DE DESARROLLO

I.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS

Como se explicó previamente, las actividades de desarrollo vienen a constituir la etapa intermedia entre la exploración y la explotación. Fundamentalmente comprenden los trabajos de perforación, así como todas aquellas operaciones encaminadas a poner en explotación un distrito de exploración, considerándose como tal aquel en el cual aún no se obtiene una producción comercial.

I.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS

Los costos de desarrollo pueden integrarse agrupando las diversas erogaciones por concepto de mano de obra, materiales y gastos generales en el orden que sigue:

Grupo 1: Levantamiento topográfico, limpieza del lugar y construcción y mantenimiento de caminos o vías de comunicación al pozo; construcción de torre de perforación, sótano, zanja y foso; armado del equipo de perforación e instalación y mantenimiento de tuberías para agua, lodos, combustibles y recopilación.

Grupo 2: Mano de obra directa en trabajos de perforación; mano de obra y materiales directos utilizados para la cementación de la tubería de ademe; tuberías de ademe y de producción; combustibles y lubricantes y otros materiales diversos.

Grupo 3: Regalías "Schlumberger" (Sección de Geofísica) por el uso de patente en operaciones de registros eléctricos; muestreo continuo de lodos e hidrocarburos; operaciones o procedimientos auxiliares; tiempo perdido durante la cementación, en reparaciones al equipo, en operaciones de pesca, etc.

Grupo 4: Regalías "Schlumberger" por el uso de patente en operaciones de disparo; -

materiales directos utilizados y proporción de honorarios, sueldos y gastos del personal — que interviene en estas operaciones.

Grupo 5: Cuotas por permisos de perforación, inspección, etc.; primas de seguro sobre equipo de perforación y depreciación aplicable sobre el equipo completo de perforación, con base en los días de operación (desde que empieza a instalarse hasta que se desmantela el equipo).

Grupo 6: Gastos de desmantelamiento y limpieza de todo el equipo utilizado en la perforación.

Grupo 7: Inspección técnica y pruebas de producción.

Grupo 8: Operación de la planta de laos y servicios auxiliares conexos.

Grupo 9: Gastos generales indirectos, incluyendo sueldos y gastos del personal técnico y administrativo de perforación.

1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS

El control de los costos se realiza a través de dos cuentas principales denominadas — "Perforación Directa" y "Perforación Indirecta".

1.2.1.- Perforación directa

Esta cuenta se subdivide en subcuentas particulares que se abren a cada pozo, los que se clasifican con el nombre del campo y un número que se les asigna para su identificación. En estas subcuentas se lleva un registro analítico de todos los gastos directos aplicables a cada pozo, tales como los incluidos en los grupos del 1 al 6.

Por lo que se refiere a la construcción de caminos o vías de comunicación, únicamente se cargan a cada pozo los costos de aquellos que dan acceso a los mismos. En cuanto a los gastos de instalación y mantenimiento de las tuberías de recopilación, si el pozo resulta productivo se traspasan a una cuenta especial de "recopilación y medición de aceite",

que forma parte de los costos de explotación.

A cada pozo se carga una proporción aplicable por concepto de depreciación del -- equipo completo de perforación. Este cargo se calcula con base en los días de operación, computados desde que se comienza a armar el equipo hasta que se desmantela, después de terminada la perforación del pozo.

1.2.2.- Perforación indirecta

En esta cuenta se acumulan todos aquellos gastos que no es posible cargar directamente a cada pozo en particular, tales como los incluidos en los grupos del 7 al 9, formulándose un estado mensual para su prorrateo.

Para el efecto, el total de gastos acumulados se distribuye entre los pozos en perforación en cada distrito, tomando como base los días de operación considerados para cada pozo.

1.3.- CONCENTRACION DE LOS COSTOS

Terminada la perforación de un pozo cesan los cargos a la cuenta respectiva, con excepción de los gastos de desmantelamiento de los equipos y la torre de perforación. Si se recuperan algunos materiales utilizados y cargados en el curso de las operaciones, su importe se acredita al grupo de la subcuenta que recibió el cargo original.

Mensualmente se formula un estado de gastos, en el que se incluyen los que corresponden tanto a perforación directa como a perforación indirecta, en su proporción asignable. Los importes totales obtenidos de dichos estados se concentran en el resumen de gastos correspondientes al distrito de exploración, de donde se hacen las aplicaciones contables finales, de acuerdo con los resultados que arrojen los trabajos.

2.- CUESTIONES IMPLICADAS EN LA APLICACION DE LOS COSTOS

La aplicación de los costos de perforación y desarrollo es susceptible de llevarse a cabo utilizando diversos procedimientos, para cuya adopción se toman en cuenta determinadas circunstancias particulares. Básicamente, las cuestiones implicadas en la adopción de un procedimiento dado se pueden examinar desde dos puntos de vista; uno, se refiere a los resultados que presenta la perforación y, otro, a la distinción que se hace entre los costos tangibles y los intangibles.

2.1.- CONSIDERANDO LOS RESULTADOS FINALES DE LA PERFORACION, SEGUN SEAN FAVORABLES O DESFAVORABLES

Una vez que se ha concluido la perforación de un pozo, como éste puede resultar productivo o improductivo, para la aplicación de todos los costos incurridos puede optarse por su capitalización, cualesquiera que sean los resultados de la perforación, o bien, capitalizarlos cuando los pozos son productivos, llevándolos a gastos del ejercicio si resultan improductivos.

2.1.1.- Capitalización de los costos, haciendo caso omiso de los resultados

Como se ha hecho notar con anterioridad, cuando se ejecuta un programa de perforación que tiene por objeto poner en desarrollo un campo o una área en particular, es frecuente encontrar que varios pozos resulten secos o improductivos. En estos casos, el costo de dichos pozos puede considerarse como una parte integrante del costo de las demás perforaciones que resultan favorables, asumiendo que la unidad puesta en desarrollo no es un solo pozo, sino todo el grupo de pozos perforados en esa área. Sin embargo, esta interpretación no justifica que tales costos deban capitalizarse indefectiblemente, es decir, que sean considerados como costos de activos agotables, si desde un principio las operaciones

son infructuosas o continúan efectuándose sin éxito⁶⁹.

Cuando la perforación es ejecutada en una zona donde no se ha obtenido previamente producción y aún en los casos en que la perforación se realiza en zonas probadas, consideradas ya como productivas, este procedimiento muy raramente se adopta, siendo bien pocas las compañías petroleras que acostumbran capitalizar los costos de los pozos que resultan improductivos⁷⁰.

Tratándose de compañías que se encuentran apenas en la etapa inicial de sus operaciones, cuyas actividades fundamentalmente están dedicadas a la exploración, puede ser aplicable el procedimiento de capitalizar el costo de los pozos improductivos junto con el costo de los pozos productivos, correspondientes a una misma área, siempre que el importe total capitalizado no exceda el valor razonable de las reservas recuperables estimadas; pero tampoco en estas circunstancias es común que ello se lleve a cabo en la práctica⁷¹. En este caso particular, algunos autores⁷² proponen que el costo de los pozos perforados que llegaran a resultar secos se contabilice como un gasto diferido, para absorberse posteriormente a medida que se obtiene una producción comercial en el área considerada, lo que nos parece más recomendable.

2.1.2. - Capitalización de los costos cuando los resultados son favorables, llevándolos a gastos cuando son desfavorables

Un segundo procedimiento para la aplicación de los costos de perforación y desarrollo, cuyo uso está más generalizado en la industria petrolera norteamericana, establece —

69) PATON, William A., Asset Accounting, Wasting Assets, la. Impresión, 1952, Cap. XX, p. 440.

70) BROCK, Horace R., opus cit., p. 62

71) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., p. 30

72) Ibidem, p. 12

una separación fundamental entre los resultados favorables y los desfavorables, de tal manera que al terminarse la perforación de un pozo, si éste es productivo, todos los gastos — incurridos con ese fin se capitalizan, es decir, pasan a integrar el costo total del pozo así desarrollado, sujeto a ser amortizado periódicamente a través de los correspondientes cargos por agotamiento. En cambio, cuando se ha completado la perforación de un pozo y — después de correrse las pruebas necesarias éste es declarado improductivo, el total de cos tos incurridos se lleva a gastos del ejercicio en que tal hecho ocurre.

Este procedimiento se utiliza cuando se trata precisamente de trabajos de desarrollo, o sea, cuando la perforación se realiza en zonas ya probadas o en áreas próximas a otras que ya se encuentran en producción.

Cabe advertir que ante la constante necesidad de extender las actividades de explotación más allá de las zonas eminentemente productivas, con frecuencia se efectúa también la perforación de pozos en otras áreas no conocidas, cuyos únicos indicios de que — puedan ser productivas han sido proporcionados por la exploración previamente realizada. Como bajo estas circunstancias las perforaciones efectuadas asumen el carácter de una — prolongación de esos mismos trabajos de exploración, se les considera como "perforacio-- nes de exploración".

En el caso particular señalado antes, algunas compañías acostumbran llevar a gastos — del ejercicio los costos de perforación de "pozos de exploración", a medida que son incu rridos, tomando en cuenta el mayor riesgo que los mismos suponen; pero si como resultado de la perforación el pozo llegar a ser productivo, se opera un asiento de reversión, a fin — de capitalizar el importe total de los costos respectivos que se llevaron antes a gastos⁷³.

73) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., Cap. 2, p. 29

Esto puede dar origen a un problema, si, después de cerrado un ejercicio contable, el pozo es terminado hasta el siguiente y resulta productivo, tras haberse afectado el ejercicio precedente con un importe substancial de costos de perforación; sin embargo, usualmente las cantidades implicadas no son de importancia material en relación con el importe total de todo el programa de trabajos, de modo que al operarse el asiento de reversión en otro ejercicio, sus efectos sobre los estados de pérdidas y ganancias son insignificantes⁷⁴.

2.1.3.- Capitalización de los costos cuando los resultados son favorables, cancelándolos contra una reserva cuando son desfavorables

En la industria petrolera mexicana se hace la aplicación de los costos de perforación y desarrollo, siguiendo un criterio similar al presentado en el inciso anterior, aunque con una variante en lo que respecta a los resultados desfavorables.

Por este tercer procedimiento, todos los gastos incurridos en la perforación de un pozo que es declarado productivo se capitalizan, integrándose así el costo del pozo desarrollado; pero cuando el pozo resulta improductivo, el importe total de los gastos se cancela contra una reserva constituida para el objeto.

2.2.- CONSIDERANDO UNA DISTINCION ENTRE LOS COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES DE PERFORACION Y DESARROLLO

En la industria petrolera se clasifican como costos intangibles de perforación y desarrollo, aquellas erogaciones que por sí mismas no tienen un valor de rescate o salvamento, entre las que se considera el importe de la mano de obra empleada en las diversas operaciones, desde que se prepara el sitio donde ha de perforarse hasta la terminación del pozo, la depreciación aplicable de los equipos y maquinaria utilizados, la proporción correspon

74) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., p. 29

diente de gastos generales del campo, gastos directos de supervisión y gastos indirectos - del distrito, así como otras partidas de naturaleza análoga. Obviamente, los costos tangibles de perforación y desarrollo están representados por el importe de los diversos materiales e instalaciones que se utilizan para equipar los pozos, de los que se asume sí tienen un valor de salvamento.

De acuerdo con esta distinción, se presentan dos criterios para aplicar los costos. Dedes de luego, aquí se da por entendido que dentro de ambos criterios quedan implicados los - procedimientos señalados en la sección anterior, referidos a los resultados finales de la - perforación.

2.2.1.- Capitalización de los tangibles, llevando a gastos los intangibles

Una de las políticas contables consiste en llevar a gastos los costos intangibles, a medida que son incurridos, tomando en consideración la incertidumbre de los resultados de - la perforación, aparte de que tales costos no tienen ningún valor de salvamento y son de - naturaleza recurrente, por lo que puede identificárseles más propiamente como representativos de gastos que como erogaciones de capital. Además, las compañías petroleras norteamericanas que adoptan este criterio, sostienen que el procedimiento está de acuerdo - con las disposiciones fiscales, que permiten la deducción de dichos costos en el mismo -- ejercicio en que se incurren* .

Por otro lado, como consecuencia de lo anterior, se considera que deben capitalizarse exclusivamente los costos tangibles de perforación y desarrollo, tomando como base que representan activos depreciables que tienen un determinado valor de salvamento.

(*) En el estudio de Horace R. Brock (opus cit., p. 62) sobre 61 compañías petroleras, -- aparece que aproximadamente un 75% de ellas capitalizan el total de los costos (tangibles e intangibles), para propósitos financieros.-

2.2.2.- Capitalización total de los costos (tangibles e intangibles)

Otro de los criterios contables considera la capitalización íntegra de los costos de perforación y desarrollo, tanto tangibles como intangibles, desde el punto de vista de que ambos contribuyen directamente al desarrollo de un activo agotable, es decir, se encuentran plenamente identificados con el costo de adquisición o desarrollo del activo puesto en explotación.

Ha de señalarse, sin embargo, que aunque la mayoría de las compañías petroleras norteamericanas observan este segundo criterio para efectos de su contabilidad financiera, para fines fiscales casi todas reconocen los costos intangibles como gastos del ejercicio en que se incurren*.

3.- EXAMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS

Examinaremos ahora los diversos procedimientos presentados en el apartado anterior, con el propósito de establecer un punto de partida con respecto a la contabilización general de los costos de perforación y desarrollo.

3.1.- CONSIDERACIONES SOBRE LOS RESULTADOS FINALES DE LA PERFORACION

3.1.1.- Pozos que resultan productivos

En el capítulo anterior se dejó claramente establecido, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, que todo gasto encaminado directamente a la adquisición de un activo fijo debe capitalizarse, como parte integral de su costo.

(*) Hacen notar Irving y Draper (opus cit., p. 14) que esto da origen a una diferencia -- substancial entre la utilidad contable y la fiscal; aunque la práctica general en la industria petrolera es no reconocer en los estados financieros ésta u otras diferencias de ese tipo. -

La observancia de esta regla viene a ser aplicable tratándose de los costos de desarrollo y, por consiguiente, cuando el pozo perforado resulta productivo, todas las inversiones realizadas con ese propósito deben capitalizarse, puesto que constituyen el costo específico del activo agotable así desarrollado.

3.1.2.- Pozos que resultan improductivos

Aunque los programas de desarrollo se formulan y realizan con el fin de poner en explotación una área o un campo en particular, no es lógico pensar en la integración de un activo unitario en el que se incluyan todos los pozos perforados, lo mismo se trate de pozos productivos que improductivos, los cuales aparecen con características distintas, determinadas por circunstancias directas, como consecuencia de los resultados finales de la perforación. Así, los costos de los primeros están destinados expresamente a generar ingresos por un número limitado de años, mientras que a los costos de los segundos no puede atribírseles tal función. En estas condiciones, no cabe la capitalización de los costos de los pozos que resultan improductivos, juntamente con los que son explotables.

Como quedó también establecido en el capítulo anterior y de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados, cuando el pozo es declarado improductivo, si lejos de que su costo contribuya directamente a la generación de ingresos, representa una reducción en el patrimonio, asumiendo el carácter de una pérdida, como tal debe contabilizarse, es decir, incorporarse a los gastos del ejercicio en que ese hecho ha ocurrido.

3.1.3.- Pozos con ambas características

Algunas veces suele suceder que al estarse perforando un pozo, a determinada profundidad se tropiece con una formación extremadamente dura o alguna otra falla que impide la continuación de los trabajos. Cuando esto se presenta, generalmente el pozo es taponado en la profundidad hasta donde se llegó, procediéndose a efectuar una nueva perfora--

ción adyacente, a un cierto ángulo direccional, lo que puede rendir resultados favorables.

Si como consecuencia de la nueva perforación el pozo es productivo, unas empresas - acostumbran capitalizar el importe de la perforación adyacente juntamente con el importe de la perforación incompleta, atribuyéndolos como el costo total de un mismo pozo; otras empresas cargan a gastos el importe de la perforación infructuosa, como si se tratara de un pozo seco, capitalizando únicamente el costo de la perforación adyacente⁷⁵.

En nuestro concepto, la segunda alternativa es la más recomendable, con el fin de -- que el costo capitalizado del pozo no resulte excesivo, en relación con otros perforados - bajo condiciones normales. Sin embargo, cuando el importe de la perforación incompleta no es substancialmente significativa, quizás pudiera aceptarse su incorporación en el costo del pozo adyacente perforado.

3.2.- CONSIDERACIONES SOBRE EL USO DE UNA RESERVA

Una variante en el tratamiento contable señalado en la sección anterior, consiste en que los costos de los pozos que llegan a ser improductivos, en vez de llevarse a gastos del ejercicio, considerándolos como una pérdida, se cancelan contra una reserva constituida - para ese objeto.

3.2.1.- Reserva para exploración

En el capítulo V examinamos el procedimiento por el cual los gastos de exploración - se cancelan, en el mismo ejercicio en que son incurridos, contra una reserva para explora- ción, la que se establece mediante cargos aplicados a la producción con base en una cuota predeterminada. En la industria petrolera mexicana, cuando los pozos perforados resul- tan improductivos, las provisiones de esta misma reserva se utilizan para absorber los cos-

75) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., pp. 28 y 29

tos de perforación y desarrollo, considerando que tales trabajos vienen a ser una prolongación de los de exploración.

No obstante las objeciones que presentamos en el citado capítulo V, para el empleo de esa reserva con respecto a los gastos de exploración, tratándose de los costos de perforación de pozos improductivos juzgamos recomendable el uso de una reserva, pero que sea constituida exclusivamente con el propósito de absorber estos últimos costos. Este procedimiento puede justificarse expresamente en estos casos, porque en ellos se tipifica efectivamente una pérdida, cuya probabilidad de ocurrir siempre existe, siendo posible aislar apropiadamente su importe e identificarlo plenamente con el ejercicio en que tal hecho sucede.

3.2.2.- Reserva para perforación

Partiendo de una distinción entre "perforaciones de exploración" (las que se llevan a cabo en campos en formación) y "perforaciones de producción" (las que se realizan en campos que ya se encuentran en plena explotación), Casanova⁷⁶ es partidario de que los costos de las primeras se apliquen exclusivamente contra la reserva para exploración, no así tratándose de perforaciones que se efectúan en campos que ya están explotándose, para las que propone el uso de una "reserva para perforaciones de producción" precisamente.

Para el efecto, se propone⁷⁷ la constitución de esta reserva mediante cargos a la producción, aplicados sobre la base de una cuota predeterminada; luego, al irse incurriendo los costos de perforación su importe se cancela contra la reserva, de manera que si como resultado de esos trabajos el pozo llegara a ser improductivo, las partidas quedarían conta

76) CASANOVA Ferrera, Ciro G., opus cit., Cap. III, pp. 58 y 59

77) Ibidem, p. 60

bilizadas así definitivamente; pero, en cambio, si el pozo resultara productivo, como habría que capitalizar esas inversiones, ello tendría que hacerse con crédito a la propia reserva, por haber recibido ésta el cargo original cuando no se tenía la certidumbre del éxito de la perforación.

Este procedimiento parece adecuado si se toma en cuenta la función específica de la reserva. Sin embargo, como la capitalización se operaría con crédito a dicha reserva, cada vez que ello sucediera ésta recibiría un incremento muy grande, lo que implicaría una frecuente modificación de la cuota aplicable a la producción, destinada a complementar la provisión para las perforaciones subsiguientes y, asimismo, se derivarían otros problemas similares a los expuestos en el capítulo V, donde examinamos un procedimiento semejante con la reserva para exploración.

3.2.3.- Reserva para pozos improductivos

Desde luego, para fines de control técnico y administrativo, puede establecerse una distinción entre las diversas perforaciones, agrupándolas bajo la siguiente clasificación:

1) Perforaciones de exploración: Aquellas que tienen por objeto probar una área determinada, localizada en zonas aún no explotadas, a fin de confirmar la existencia de hidrocarburos en el lugar, cuyos indicios han sido obtenidos previamente por la exploración y, por lo tanto, vienen a ser una prolongación de la propia exploración.

2) Perforaciones de desarrollo: Aquellas que se realizan en áreas ya probadas o en áreas próximas a otras en producción; pero cuyos trabajos se ejecutan de acuerdo con un programa de desarrollo planeado para toda el área, a fin de abrir un nuevo campo a explotación.

3) Perforaciones de producción: Aquellas que se efectúan periódicamente en campos puestos en explotación y, por lo tanto, no son sino una extensión de las operaciones norma

les de un distrito de producción ya establecido.

No obstante esta distinción, cabe advertir que unas y otras perforaciones están siempre sujetas, en mayor o menor grado, a la incertidumbre de los resultados; pero en cualquiera de los tres casos, cuando un pozo es productivo se procede a capitalizar el importe de las inversiones hechas, ya que representan el costo de un activo agotable puesto en explotación. Bajo iguales circunstancias, cuando un pozo resulta improductivo consideramos debe adoptarse un procedimiento uniforme para cancelar su costo, puesto que en todos los casos ello representa una pérdida. Por consiguiente, ningún objeto tiene establecer reservas por separado para cada una de las tres clases de perforaciones, si se toma en cuenta que representan provisiones de recursos de un mismo origen, esto es, constituidas mediante cargos aplicados a la producción.

De acuerdo con lo expuesto a lo largo de la presente sección, juzgamos factible el establecimiento de una reserva para pozos secos o improductivos, destinada precisamente a soportar los costos de todas aquellas perforaciones cuyos resultados sean desfavorables.

3.3.- CONSIDERACIONES SOBRE LA NATURALEZA DE LOS COSTOS

En el apartado anterior citamos dos procedimientos para la aplicación de los costos de perforación y desarrollo, que parten de la distinción que de ellos se hace en tangibles e intangibles.

Un procedimiento considera la conveniencia de llevar a gastos del ejercicio los costos intangibles, en el momento de ser incurridos, para aprovechar las ventajas de las disposiciones fiscales que permiten su deducción en el mismo ejercicio en que se incurren. En tal virtud, sólo la aplicación de los costos tangibles queda sujeta a la eventualidad de los resultados que arroje la perforación, de modo que si el pozo perforado es declarado productivo serán únicamente estos costos los que se capitalizarán.

Indudablemente, lo ideal sería que, tanto en éste como en otros casos que pueden — encontrarse en la práctica, el criterio contable coincidiera con el criterio fiscal; sin embargo, como ya lo dijimos en otro capítulo, fundamentalmente la contabilidad tiene por objeto suministrar información, tan precisa como sea posible, de la que depende la adopción de adecuadas políticas financieras, administrativas, etc., de las empresas, por lo que las implicaciones fiscales son completamente accesorias.

El otro procedimiento no toma en cuenta la distinción entre tangibles e intangibles, — de manera que si el pozo resulta productivo se opera la capitalización del importe total — de los costos, lo cual se ajusta a los principios de contabilidad generalmente aceptados, — ya que tanto unos costos como otros contribuyen conjuntamente a desarrollar un activo. — Se trata, pues, de gastos encaminados directamente a generar ingresos y por virtud de su capitalización integral es posible establecer, mediante la amortización periódica, un adecuado enlace entre dichos gastos y los ingresos generados.

En cuanto a los resultados desfavorables de la perforación, de hecho, sólo se llevan — a gastos los costos intangibles, porque generalmente se recuperan todos o la mayor parte — de los materiales utilizados, cuyo importe se acredita a la propia cuenta de perforación.

4.- TRATAMIENTO CONTABLE DE LOS COSTOS DE DESARROLLO

De conformidad con las consideraciones anteriores, partiremos del supuesto de que el tratamiento contable de los costos de perforación y desarrollo se opera sin distinguir entre tangibles e intangibles. Por consiguiente, revisaremos aquí los dos procedimientos básicos; uno, referido a la capitalización de los costos cuando el pozo resulta productivo, llevándolos a gastos del ejercicio cuando los resultados son desfavorables. El otro procedimiento, aunque similar, presenta la variante de absorber los costos infructuosos a través de una

reserva que para ese fin se constituye.

4.1.- CARGO DE LOS RESULTADOS DESFAVORABLES COMO GASTOS DEL EJERCICIO

4.1.1.- Consideraciones generales

Queda entendido que si el pozo perforado es productivo, su importe se capitaliza, con crédito a la cuenta donde se acumuló el costo de perforación y desarrollo. Asimismo, cuando el pozo llega a ser improductivo, puesto que ello se traduce en una pérdida, como tal debe registrarse. En este último caso, el costo acumulado del pozo perforado se traspasa de la cuenta de perforación respectiva a otra denominada "pozos secos". La primera se opera como una cuenta puente o de traspaso y la segunda puede ser de cualquiera de las siguientes características:

- a) Una cuenta de operación o resultados, incorporada en el grupo de gastos generales de operación; o
- b) Una cuenta de producción o explotación, incorporada en el grupo de gastos generales o indirectos de producción.

La primera alternativa significa que las diversas actividades de la industria, clasificadas convenientemente, tanto administrativa como contablemente se controlan por separado, efectuándose al final de cada ejercicio contable una concentración de las operaciones realizadas, para determinar los resultados en conjunto. Por consiguiente, los costos infructuosos de perforación y desarrollo, a través de la cuenta de "pozos secos" quedan incorporados en el grupo de gastos de operación del estado de resultados consolidado.

La segunda alternativa quiere decir que los costos infructuosos de perforación y desarrollo se incorporan en el grupo de gastos generales o indirectos de explotación, para reflejarse específicamente en el estado del costo de producción. Naturalmente, esto supone

la adopción de un método de prorrateo de tales gastos en función de la producción, sobre las bases más adecuadas y de conformidad con cualquiera de los sistemas que la técnica contable aconseja.

Tomando en cuenta que las actividades de perforación y desarrollo se realizan con el propósito de incrementar la explotación de recursos petrolíferos, consideramos más conveniente el último procedimiento para absorber los costos de los pozos que resulten secos, aplicándolos como gastos indirectos de la producción obtenida durante cada ejercicio.

4.1.2.- Mecanismo contable

Como fué explicado en el primer apartado de este capítulo, los costos de perforación y desarrollo se acumulan en dos cuentas principales denominadas "perforación directa" y "perforación indirecta". Luego, de acuerdo con los resultados finales de los trabajos, se hacen las aplicaciones contables de los costos correspondientes a cada pozo perforado.

Terminada la perforación de un pozo, si éste es declarado productivo, su costo acumulado se capitaliza, traspasándolo de la cuenta de "perforación" a una cuenta de activo denominada "pozos". Esta cuenta se divide en subcuentas específicas para cada pozo (clasificado con el nombre del campo y un número para identificación), lo que tiene por objeto principal computar su agotamiento.

Si el pozo perforado resulta improductivo, se procede a recuperar todas las instalaciones y materiales que sea posible, acreditando su importe a la cuenta de "perforación" respectiva, con cargo a la cuenta de "almacén de materiales" (subcuenta "materiales recuperados"); pero los gastos por las correspondientes maniobras de recuperación de tuberías, materiales, etc., se cargan a la propia cuenta de "perforación" del pozo. El saldo resultante en esta cuenta se cancela mediante traspaso a la cuenta de "pozos secos" que, como se ha indicado, queda incorporada en el grupo de gastos indirectos de explotación.

Como al final de cada ejercicio contable habrá un cierto número de pozos que se encuentre en proceso de perforación, el importe de los gastos acumulados a esa fecha podrá llevarse provisionalmente, para efectos del balance general, de la cuenta de "perforación" a otra con carácter de activo denominada "pozos en perforación", operándose un asiento de reversión al comenzar el siguiente ejercicio, a fin de continuar el registro y aplicación de los costos en la forma que ya fué expuesta. Es obvio que la presentación de esta cuenta en el balance general, ofrece una idea precisa de la clase de activos que representa y aún bajo la probabilidad de que varios de los pozos allí considerados llegaran a resultar secos, al terminarse su perforación en el ejercicio posterior, como las pérdidas se contabilizan cuando se conocen, será hasta este ejercicio en el que se registrará contablemente tal hecho.

4.1.3.- Efectos de la aplicación de este procedimiento

Cuando el pozo resulta productivo, quedan plenamente identificados los gastos de perforación y desarrollo en relación directa con el costo del mismo; consecuentemente, su capitalización permite establecer un enlace apropiado entre esos gastos y los ingresos que están llamados a generar, a través de los cargos periódicos a la producción por agotamiento, que es la base para registrar las expiraciones del costo.

Por lo que se refiere a los pozos que resultan secos, está claro que sus costos se traducen en una pérdida, por lo que procede cancelarlos como gastos del ejercicio en que ese evento sucede, reflejando así los estados financieros la situación real de los hechos ocurridos.

Debe observarse, sin embargo, que aunque lo anterior tiene efectos determinantes a corto plazo, como se trata de hechos recurrentes, que se presentan normalmente, sus efectos son menos significativos a largo plazo.

4.2.- CANCELACION DE LOS RESULTADOS DESFAVORABLES CONTRA UNA RESERVA

4.2.1.- Consideraciones generales

Este procedimiento contable está basado en los mismos principios del anterior, por lo que también se opera la capitalización de los costos de aquellos pozos que resultan productivos; pero tratándose de pozos improductivos, sin dejar de reconocer que representan una pérdida, sus costos se cancelan contra una reserva constituida expresamente para ese fin.

Reiteramos que aunque las actividades de perforación y desarrollo están siempre sujetas, en mayor o menor grado, a la incertidumbre de los resultados, su fin último es el de -- lograr la explotación de hidrocarburos y, en esta virtud, considerando la relación estrecha entre dichas actividades y la producción, lo justo es que la reserva sea establecida mediante cargos al costo de la producción misma.

4.2.2.- Objeto, creación y carácter de la reserva

Puesto que esta reserva tiene por objeto absorber todos los gastos de perforación y desarrollo correspondientes a los pozos que resultan secos o improductivos, de aquí se deriva que aun cuando las perforaciones infructuosas representan una pérdida, como los costos respectivos se cancelan contra las provisiones allí acumuladas, ello se convierte en una disminución parcial o total de la reserva, que no repercute directamente en los resultados de operación.

Para la creación e incremento de la reserva, los cargos a la producción se aplican con base en una cuota predeterminada por cada barril de petróleo producido, lo cual requiere de un estudio de los volúmenes de la producción normal y de los programas de perforación a realizar, así como de una estimación de las probables perforaciones cuyos resultados puedan ser desfavorables, de acuerdo con la experiencia adquirida en estas actividades. Con-

la evaluación de estos datos, se predetermina la cuota aplicable a cada barril de petróleo que se produzca.

Tomando como base el volumen mensual de producción y la cuota predeterminada por barril se calcula el importe del cargo, operándolo contra el costo de esa producción mensual, con crédito a la reserva. En estas condiciones, al mismo tiempo que la reserva se va incrementando, la producción es afectada con una cantidad estimada para pozos secos.

Hasta ahora hemos venido utilizando el término "reserva", pero como su uso ha quedado restringido en los últimos años para significar exclusivamente separaciones específicas de superávit⁷⁸, si se toma en cuenta que en el presente caso se trata de recursos acumulados mediante cargos a la producción y, en último análisis, a los resultados de operación, emplearemos aquí el término de "estimación acumulada para pozos secos".

Hecha la consideración anterior, para efectos de presentación en el balance, la "estimación para pozos secos" deberá figurar entre el pasivo y el capital contable, en un grupo especial de acumulaciones específicas de recursos que no representan pasivos ni superávit.

4.2.3.- Mecanismo contable

El registro y aplicación de los costos de perforación y desarrollo se efectúa en la misma forma explicada para el procedimiento anterior, con excepción de los casos en que el pozo perforado resulta improductivo, para lo cual los correspondientes gastos acumulados en la cuenta de "perforación" respectiva, se cancelan contra la "estimación acumulada para pozos secos", absorbiéndose en esta forma la pérdida que representan los costos in-

78) AMERICAN Accounting Association, Accounting Concepts and Standards Underlying Corporate Financial Statements (1948 Revision), opus cit., p. 9.

fructuosos.

4.2.4.- Efectos de la aplicación de este procedimiento

En relación con los pozos productivos, caben aquí también las mismas implicaciones - del procedimiento anterior, ya que los costos correspondientes se operan de una manera -- similar.

Por lo que respecta a los pozos improductivos, como sus costos son absorbidos por la - estimación acumulada con ese propósito, la pérdida que ello supone no se refleja directa- mente en los resultados de operación y, por lo mismo, no trasciende en la información que proporcionan los estados financieros; pero puede asegurarse con certeza que el sacrificio de esa información se hace de buena fé, aparte de las ventajas prácticas que se ganan con el procedimiento.

Sin embargo, los resultados de operación sí se afectan a través de las aplicaciones es- timadas que para constituir dicha provisión se hacen en el costo de producción, por lo que la revelación de esta información sirve para confirmar que el procedimiento está basado - expresamente en la adopción de medidas de previsión, con respecto a los riesgos que asu- men las actividades de perforación, sin que de algún modo ello incline a pensar que se -- trata de un recurso utilizable ulteriormente para fines distintos.

Desde luego, dentro de la más pura técnica contable, no puede asumirse aquí la exis- tencia de un enlace apropiado entre gastos e ingresos de un mismo período para efectos de la determinación de utilidades, ya que en este caso especial, como en algunos otros que - corroboran la naturaleza indeterminada de la utilidad contable, "los cargos a las operacio- nes en un período proveen una compensación de créditos para ser aplicados a las erogacio- nes de un período posterior, aunque los costos últimos estén 'realmente' relacionados con - el período en el cual fué establecida la provisión"⁷⁹. No obstante esta consideración, -

dada la interdependencia existente entre perforación y producción, resulta lógico que las probables pérdidas por las perforaciones desfavorables sean absorbidas por la producción - misma, lo cual es recomendable realizar previsivamente, mediante un método que permita hacer la distribución anticipada de esos cargos, de la manera más equitativa y justa que - sea posible.

Debe tenerse presente que la provisión únicamente toma a su cargo aquellos costos de perforación que llegan a ser negativos, eliminando el impacto que los mismos producirían - en un momento dado sobre el resto de las operaciones realizadas y, en cierto sentido, se se nos permite la analogía, se trata de una provisión a la que cabe atribuirle funciones seme- jantes a las estimaciones que se acumulan para cuentas dudosas de cobro. Así, por virtud - de los cargos que se aplican por el concepto indicado, el efecto de los riesgos probables - se distribuye uniformemente sobre toda la producción.

Para finalizar, debe advertirse que mediante la adopción del presente procedimiento - contable, los cargos aplicados a la producción para la creación e incremento de la estima- ción para pozos secos, no serían deducibles para efectos fiscales, por lo que las deduccio- nes correspondientes tendrían que estar basadas en los gastos que se cancelaran contra di- cha cuenta en cada ejercicio.

CAPITULO VII

COSTOS DE EXPLOTACION

I.- REGISTRO Y ACUMULACION DE LOS COSTOS

Como ya hemos explicado previamente, las actividades de desarrollo culminan cuando de un grupo de pozos petroleros perforados en un campo, empieza a obtenerse una producción comercial, iniciándose con ello las actividades propias de explotación. El campo así desarrollado pasa a depender directamente del distrito de explotación correspondiente, establecido para controlar todos los demás campos abiertos a producción dentro de la jurisdicción del área asignada al distrito.

I.1.- ELEMENTOS QUE INTEGRAN ESTOS COSTOS

Los costos de explotación se integran con todos aquellos gastos relacionados con la operación y administración de los campos en producción y aunque alguna parte de tales costos puede estar conectada directamente con un pozo en particular, con un grupo de pozos o con toda la producción de un campo determinado, la mayor parte de los costos se atribuyen al distrito como la unidad de explotación y, por consiguiente, asumen el carácter de costos indirectos.

El volumen, naturaleza y características de los costos de explotación pueden variar de un distrito a otro, de acuerdo con el número de los campos productores que se controlen, la clase de hidrocarburos que se explote (crudo y/o gas), los métodos y facilidades de explotación, la situación geográfica de la región, etc. Con esta consideración, para efectos del presente capítulo agruparemos los diversos conceptos de erogaciones en cinco clasificaciones principales, a saber: Gastos de administración, gastos de servicios técnicos, gastos de servicios generales, gastos indirectos atribuibles y gastos de explotación de pozos.

A.- Gastos de administración

- Grupo 1: Gastos de administración del distrito
- Grupo 2: Gastos generales del distrito
- Grupo 3: Pérdidas y gastos imprevistos
- Grupo 4: Gastos de colonias residenciales
- Grupo 5: Gastos de servicios médicos y previsión social

B.- Gastos de servicios técnicos

- Grupo 1: Gastos del Departamento de Producción
- Grupo 2: Gastos del Departamento de Ingeniería Petrolera
- Grupo 3: Gastos del Departamento de Perforación
- Grupo 4: Gastos del Depto. de Construcción y Mantenimiento
- Grupo 5: Gastos de otros Departamentos Técnicos

C.- Gastos de servicios generales

- Grupo 1: Sistemas de Servicios Auxiliares
- Grupo 2: Talleres de Servicio
- Grupo 3: Departamentos Generales de Servicio

D.- Gastos indirectos distribuibles

- Grupo 1: Gastos de exploración
- Grupo 2: Pozos secos
- Grupo 3: Cargos periódicos por agotamiento
- Grupo 4: Transporte de aceite, gas y gasolina
- Grupo 5: Supervisión técnica y administrativa

E.- Gastos de explotación de pozos

- Grupo 1: Recopilación y medición de aceite

Grupo 2: Recopilación, compresión y medición de gas

Grupo 3: Mantenimiento de pozos en producción

Grupo 4: Gastos generales de campos

Como lo veremos más adelante, entre algunos de estos grupos de gastos, las aplicaciones contables no se hacen al distrito de explotación propiamente, sino a otras cuentas específicas consideradas dentro de la operación general de la industria petrolera. Asimismo, se han omitido algunos otros conceptos de gastos que no en todos los distritos de explotación se presentan, tales como los correspondientes a plantas de deshidratación y plantas de absorción, concretándonos a señalar los más comunes.

1.2.- CONTROL DE LOS COSTOS

El control de los costos de explotación en los distritos puede realizarse a través de los cinco grupos principales mencionados antes, los que a su vez se integran con las diversas cuentas y subcuentas que requieran los diferentes conceptos de gastos, para el registro analítico de las operaciones.

La contabilización de las operaciones está sujeta al sistema que se establezca; pero — los trabajos encomendados a los talleres y a algunos otros departamentos, por lo general, — será necesario gobernarlos por "órdenes de trabajo", para mayor eficacia en la aplicación de los costos correspondientes.

1.3.- CONTROL DE LA PRODUCCION

En el capítulo IV explicamos la forma como se realiza el control de la producción, para lo cual cada jefe de campo formula un reporte diario en el que se anotan los volúmenes extraídos a cada pozo, según las lecturas de los medidores (tratándose de pozos de gas), así como los volúmenes depositados en los tanques de recopilación (tratándose de pozos de aceite). En los reportes se anotan las medidas o tipos de "estranguladores" (controles de flujo y

presión), presiones a que fluye el pozo, temperaturas, características del producto extraído, densidades, etc., todo lo cual sirve para determinar razonablemente la producción diaria de los pozos.

Todos estos reportes se concentran en las oficinas del distrito, donde se calcula la producción por pozo, por cada campo y de todo el distrito, formulándose una "balanza diaria" en la que constan la distribución hecha del aceite y/o gas y las existencias almacenadas, - tanto en los tanques de recopilación de los campos, como en los tanques grandes de almacenamiento del distrito, estas últimas verificadas mediante mediciones diarias, para efectos de considerar los volúmenes bombeados o enviados a las refinerías o terminales de distribución.

Con base en las balanzas diarias, mensualmente se formula un estado en el que se resumen todos los datos anteriores, determinándose la producción mensual obtenida en el distrito y sus aplicaciones correspondientes.

1.4.- CONCENTRACION DE LOS COSTOS

Por lo que se refiere a los costos de explotación, para cada una de las cinco clasificaciones principales de gastos se formula un estado mensual, los que a su vez se incorporan a un resumen mensual para determinar el monto total de los gastos del distrito. Con estos resúmenes se efectúa una concentración final de los costos, de donde se operan las aplicaciones contables respectivas, sirviendo de base para la formulación de los estados financieros consolidados.

En cuanto a la producción de aceite y/o gas, los volúmenes almacenados y sus movimientos se operan contablemente a través de las respectivas cuentas de inventarios.

2.- CONSIDERACIONES SOBRE ALGUNOS CONCEPTOS PARTICULARES DE LOS COSTOS

El tratamiento contable de los costos de explotación en la industria petrolera ofrece ciertos problemas particulares relacionados con diversos conceptos, algunos de los cuales examinaremos en la presente sección.

2.1.- DEPRECIACION, AMORTIZACION Y AGOTAMIENTO

2.1.1.- Depreciación

Como se sabe, la depreciación es un procedimiento contable por medio del cual se distribuye el costo de un activo fijo, entre los períodos en que del mismo se obtiene servicio o se utiliza. Por consiguiente, se trata de un procedimiento para la aplicación de un costo, pero no de valuación.

Aunque se han desarrollado varios métodos para aplicar la depreciación, quizás los más conocidos son los llamados de "cargos decrecientes" y de "línea recta", siendo este último el que más uso tiene en la práctica contable, debido seguramente a su simplicidad y facilidad para operarlo.

El primer método parte del principio de que a medida que transcurre el tiempo, el bien o activo fijo va perdiendo mayor valor en uso, requiriendo cada vez de mayores gastos de conservación y reparación para mantener su capacidad normal de rendimiento, por lo que se considera que para el primer año, en que tales gastos son mínimos, el cargo por depreciación debe ser más alto, decreciendo proporcionalmente en los años subsiguientes en que se supone que los gastos de mantenimiento y reparación van aumentando, de donde resulta una compensación entre los cargos por depreciación y dichos gastos. El segundo método consiste en la distribución uniforme de cargos por depreciación, a todo lo largo de la vida

estimada útil o de servicio del activo de que se trate, basándose en que cada período se beneficia por igual con la inversión hecha y, por lo tanto, el costo aplicable del activo debe ser siempre el mismo.

En general, dentro de la industria petrolera se utiliza el método en línea recta; pero se presentan algunos casos especiales en que la depreciación se computa sobre otras bases. Entre esos casos tenemos el del equipo móvil destinado a prestar servicio en varios campos, para lo cual los cargos por depreciación se aplican con base en un porcentaje predeterminado, a fin de que las operaciones directamente beneficiadas con tal servicio queden afectadas proporcionalmente por ese concepto.

Otro ejemplo lo encontramos cuando se trata de equipo de perforación, que incluye torre, maquinaria y tubería de perforación, taladros, calderas, etc., estimándose el valor de un equipo completo y sobre dicho valor se calcula un porcentaje para ser aplicado a los costos de perforación, de acuerdo con los "días de operación" considerados para cada pozo perforado.

2.1.2.- Amortización

La amortización es un procedimiento contable, similar a la depreciación, por medio del cual se distribuye el costo de un activo fijo intangible o el importe de un gasto que corresponda a varios ejercicios, entre los períodos que se estima resultan beneficiados con esa inversión.

En términos generales, tratándose de inversiones en activos fijos intangibles o de gastos que van a beneficiar varios períodos, la amortización se opera en forma regular. Sin embargo, un caso especialísimo lo ofrecen las llamadas "construcciones de corta duración" y así, por ejemplo, principalmente en los distritos de exploración, campos en desarrollo y aún en los distritos de explotación, muchas veces se hace necesario levantar campamentos,

erigir cobertizos, locales y otras instalaciones que sólo prestan servicio temporalmente; — pero como tales construcciones generalmente atienden a necesidades transitorias de trabajos que se realizan en forma provisional o previa, están sujetas a ser abandonadas en corto tiempo, ya sea porque los trabajos de que se trate son susceptibles de transferirse de un lugar a otro, o bien, para dar paso a posteriores construcciones de carácter permanente.

En las circunstancias señaladas, para dichas inversiones no se aplica el procedimiento normal de depreciación, sino que su importe se lleva a una cuenta de "construcción de -- campos de amortización inmediata" (campamentos) de donde, como su nombre lo indica, — las acumulaciones respectivas se amortizan en el curso del mismo ejercicio en que se incuren.

Un ejemplo de lo anterior se presenta cuando se realizan trabajos de perforación y -- desarrollo, en que los costos de caminos y vías principales (de los que parten los ramales — que dan acceso a cada pozo) se registran en una cuenta especial de "obras en construc- — ción", de donde posteriormente se llevan a la correspondiente cuenta de gastos o costos — del distrito. Según el caso, si los trabajos de desarrollo resultan infructuosos y han de abandonarse dichos caminos principales, los costos se llevan a la referida cuenta de "construc- ción de campos de amortización inmediata"; de otro modo, pasan a formar parte de las instalaciones definitivas del distrito de explotación.

Ahora bien; de conformidad con el procedimiento expuesto, las inversiones acumula— das en la cuenta mencionada se aplican como gastos a las cuentas que corresponda de — acuerdo con su naturaleza; pero cuando posteriormente esas construcciones quedan fuera — de servicio o son abandonadas, si es posible recuperar parte del material utilizado se cal— cula su valor de desecho, corriéndose un crédito a la cuenta que absorbió el cargo o, en — última instancia, a una cuenta especial para "créditos por recuperación o salvamento de —

materiales".

Como puede observarse, aquí se aplica un criterio eminentemente conservador, siendo así que la amortización inmediata del costo de las construcciones de corta duración se opera como un gasto del ejercicio, lo que se justifica desde el punto de vista de que tales -- construcciones están destinadas a cumplir con un fin inmediato de servicio a corto plazo y ningún objeto tiene mantener su costo pendiente de aplicación, hasta que los trabajos en -- que se utilizan sean concluídos.

2.1.3.- Agotamiento

Se entiende por agotamiento la extinción progresiva de un recurso natural no renovable, a medida que va siendo explotado. Contablemente, el agotamiento es un procedimiento que tiene por objeto aplicar el costo de adquisición o desarrollo de un recurso natural, en proporción con el volumen de unidades que del mismo se está explotando.

El método usual para computar el agotamiento se basa en las unidades extraídas (yacimientos mineros, mantos petrolíferos, etc.), para lo cual el costo del activo agotable se -- divide entre el volumen (unidades) estimado de reservas recuperables, de donde se obtiene la cuota de agotamiento aplicable por unidad. Posteriormente, la producción del período -- se multiplica por dicha cuota, calculándose así el cargo por agotamiento que deberá operarse para ese período.

En la industria petrolera norteamericana la expiración de estos costos recibe un tratamiento muy particular, acostumbrándose aplicar el agotamiento exclusivamente en relación con los costos de adquisición (en propiedad o arrendamiento y concesión) de terrenos petrolíferos. En cambio, tratándose de los costos de perforación y desarrollo, las compañías que los registran separadamente clasificándolos en intangibles y tangibles, aplican a los costos intangibles el procedimiento de amortización y para los costos de los equipos de los pozos

(costos tangibles) se les aplica la depreciación. Sin embargo, cuando las compañías capitalizan los costos intangibles de perforación y desarrollo junto con el costo del equipo de los pozos, entonces se utiliza el procedimiento de la depreciación, que se aplica sobre el valor capitalizado conjuntamente.

Para la depreciación (o amortización, en su caso) de los costos de perforación y desarrollo, unas compañías utilizan el método en línea recta y otras el de cuota por unidad producida. Este último método se computa y opera de una manera similar al agotamiento, donde los cargos correspondientes se aplican de acuerdo con el volumen de la producción obtenida en cada período contable.

En nuestro país, dado el régimen particular a que están sujetas las actividades petroleras, de hecho, los costos de adquisición del activo agotable están representados por los costos de perforación y desarrollo (tangibles e intangibles) de cada pozo; pero se les considera como un activo amortizable. El método que se sigue es el de línea recta y, para el efecto, de acuerdo con estudios técnicamente realizados en cada región, se estima la vida probable de cada pozo (que generalmente fluctúa entre tres a cinco años) y con base en ésta se calcula el cargo por amortización aplicable cada año.

Por lo que se refiere a estos costos, si bien es cierto que el método en línea recta simplifica las operaciones contables de registro, juzgamos más adecuado el procedimiento que se basa en una cuota aplicable por unidad producida, ya que en esta forma la producción de los pozos resulta razonablemente afectada por costos cargados en proporción con el volumen extraído. Además, debe advertirse que las avanzadas técnicas utilizadas en la actualidad en la industria petrolera, permiten conocer con más o menos eficacia no sólo la vida probable de cada pozo, sino su producción potencial, determinándose el probable rendimiento del pozo y regulándose su productividad para explotarlo racionalmente, por lo que

se cuenta con recursos técnicos apropiados para computar la expiración de los costos con base en la producción.

Por otra parte, es discutible la separación que se hace de los costos de adquisición de los activos agotables, para atribuir aplicables a unos el agotamiento, a otros la depreciación y, más aún, la amortización. En nuestro concepto, conjuntamente representan costos de adquisición de activos agotables puestos en explotación y todos ellos están sujetos a la misma condición ineludible de expirar al agotarse la producción.

2.2.- PERFORACION, REPARACION Y ABANDONO DE POZOS

2.2.1.- Perforación de pozos de explotación

En el capítulo anterior señalamos la distinción que puede establecerse entre las diversas perforaciones, para fines de control técnico y administrativo, en "perforaciones de exploración", "perforaciones de desarrollo" y "perforaciones de producción". Estas últimas son las que se efectúan normal y periódicamente en campos que han pasado ya a la jurisdicción de los distritos de explotación, por lo que forman parte de las actividades generales de los mismos.

Tratándose de estas perforaciones, caben las mismas implicaciones contables consideradas en el capítulo precedente.

2.2.2.- Reparación y reperforación de pozos

Hay ocasiones en que pozos que están siendo explotados de una manera normal, dejan de producir inesperadamente o se reduce notablemente su volumen de producción, lo que lejos de ser un indicio de agotamiento puede deberse a derrumbes internos, obstrucciones en la corriente circulatoria, etc. Cuando esto se presenta, hechos los estudios técnicos del caso, se procede a reparar el pozo mediante trabajos especiales de cementación, disparos, tratamiento de ácido, etc., lo que se considera suficiente para que el pozo continúe en -

producción. Los gastos que reportan estos trabajos de reparación se controlan mediante -- "órdenes de trabajo" y su importe se incorpora al resumen mensual de gastos del distrito, -- bajo una subcuenta especial de "reparación de pozos".

En cambio, cuando se agota la producción de un pozo, como generalmente se ponen -- en explotación las estructuras más profundas, se hace un estudio del pozo en cuestión para determinar si es conveniente explotar las capas inmediatas superiores mediante reperforación.

Para proceder a la reperforación de un pozo, se tapona o sella la formación productora; luego, la tubería de revestimiento se llena con lodo, ejecutándose una serie de operaciones para extraer la tubería de producción hasta dejar el pozo limpio. Posteriormente, -- como fué explicado en el capítulo cuarto, se realiza la nueva perforación y todas las operaciones requeridas para poner la nueva formación en condiciones de explotación.

Antes de procederse a la reperforación, a la tubería extraída del pozo se le asigna un valor de salvamento o desecho, cargando dicho importe a la cuenta de "almacén de materiales" (subcuenta "materiales recuperados"), con crédito al costo remanente del pozo si -- aún no ha sido amortizado totalmente. Si dicha tubería se utiliza nuevamente en el propio pozo, su importe, al que se agregan los gastos de reacondicionamiento de la misma, se incorpora a los costos de los demás materiales empleados en los trabajos de reperforación. -- Si el costo del pozo ya fué amortizado íntegramente, el valor de desecho de la tubería recuperada se acredita a una cuenta de "salvamento de materiales" (créditos por material -- recuperado).

Todos los gastos relacionados con los trabajos de reperforación, desde que se llena con lodo la tubería de revestimiento hasta que se desmantela el equipo de perforación, se controlan a través de las respectivas cuentas de perforación directa e indirecta, en forma simi

lar como se operan los registros contables para las perforaciones normales.

Comprobado el agotamiento de un pozo, susceptible de ser reperforado en una de sus capas superiores, si al ocurrir tal hecho aparece que su costo ya ha sido totalmente amortizado, no se presenta ningún problema contable; pero si aún aparece un costo remanente por amortizar, la práctica usual es cancelarlo como gastos del ejercicio, llevándolo a una cuenta de "pérdida por agotamiento anticipado". En cuanto a los costos de reperforación de la nueva estructura, éstos se capitalizan para ser amortizados periódicamente, de acuerdo con los métodos que han sido expuestos en páginas precedentes.

Consideramos adecuado el procedimiento anterior, pues aunque la reperforación se efectúa en el mismo sitio donde estaba localizado el pozo agotado, en realidad, se trata de una formación diferente que se pone en explotación de nueva cuenta. Debe hacerse la observación que aun cuando los costos de reperforación son mucho más bajos que los de las perforaciones normales, generalmente el rendimiento productivo de las estructuras superiores es también inferior, de donde resulta un cierto equilibrio compensatorio entre esos costos y la producción obtenible. Precisamente, tomando en cuenta esta circunstancia, es que se prefiere casi siempre explotar primero las capas más profundas, por considerarlas ricamente productoras de hidrocarburos.

2.2.3.- Abandono de pozos

Cuando ya no es posible que un pozo siga explotándose, por haberse agotado definitivamente, hechos todos los estudios del caso, se procede a taponarlo y es abandonado.

Antes de dar por abandonado un pozo, se procura recuperar todas las instalaciones que del mismo es posible. A estos materiales se les fija un valor de desecho, cargando su importe al "almacén de materiales", con crédito al costo del pozo, si aún existe algún saldo pendiente de amortizar; de lo contrario, el crédito se corre a la cuenta de "salvamento

de materiales".

Si queda algún costo remanente por amortizar del pozo ya agotado, como en el caso - citado en el inciso anterior, dicho saldo se cancela como una "pérdida por agotamiento - anticipado", procediendo a cerrarse definitivamente la cuenta respectiva del pozo.

3.- CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACION DE LOS COSTOS

Tomando en cuenta las limitaciones que expresamente marcamos para el presente estudio, omitiremos aquí los detalles y características que puedan hacer referencia a un determinado sistema contable de costos, por lo que únicamente examinaremos, en términos generales, diversos aspectos relacionados con la distribución y aplicación de los costos de explotación, desde el punto de vista de operación de los campos petroleros y el costo de producción resultante.

3.1.- OPERACION Y ADMINISTRACION DE CAMPOS

De acuerdo con la clasificación de gastos ofrecida en el primer apartado de este mismo capítulo, los consideraremos en ese orden.

3.1.1.- Gastos de administración

1) Gastos de administración del distrito: Incluye sueldos de funcionarios, empleados y personal en general; útiles de oficina; aseo y limpieza; gastos generales de oficinas, etc., correspondientes a los Departamentos de Superintendencia, Contaduría, Trabajo, Vigilancia, etc.

2) Gastos generales del distrito: Incluye mantenimiento de edificios; impuestos prediales; rentas de terrenos; primas de seguros; depreciación de muebles y equipo; depreciación de edificios; gastos generales diversos, etc.

3) Pérdidas y gastos imprevistos: Incluye pérdidas por agotamiento anticipado; pérdi-

das por siniestros no incluidos en seguros; otras pérdidas y gastos no considerados en otras cuentas.

4) **Gastos de colonias residenciales:** Incluye gastos de administración de colonias residenciales, servicios de comedor y lavandería; gastos de mantenimiento de edificios y casas; gastos de servicios de sanidad y limpieza, etc.

5) **Gastos de servicios médicos y previsión social:** Incluye todos los gastos relacionados con estos servicios instituidos para beneficio de funcionarios, empleados, trabajadores y sus familias, tales como hospitalización, médico y medicinas; servicios de previsión y asistencia social; funcionamiento de escuelas y bibliotecas y, en general, gastos de bienestar social.

Los gastos comprendidos en estos grupos se acumulan y concentran en la forma indicada en la sección 1.4 de este capítulo. Sin embargo, cuando cualquiera de los gastos arriba mencionados sean aplicables a otras clasificaciones de cuentas dentro del propio distrito o sean efectuados por cuenta de otras dependencias o distritos, la proporción correspondiente se traspasará a las cuentas respectivas, de acuerdo con la clase de operación o función ejecutada.

3.1.2.- Gastos de servicios técnicos

1) **Gastos del Departamento de Producción:** Incluye sueldos y gastos relacionados con la supervisión y asistencia técnica en las actividades de recopilación y medición de aceites y/o gas; reparación y reperforación de pozos; recuperación de tuberías de ademe y taponamiento de pozos agotados.

Los gastos directamente relacionados con la recopilación y medición de aceite y/o gas, se traspasan a las cuentas establecidas para ese objeto. Los gastos que se refieren a reparación, reperforación y taponamiento de pozos son gobernados mediante "órdenes de

trabajo" y en éstas se incorpora la proporción aplicable de gastos de supervisión y asistencia técnica, sobre la base de los "días de operación" considerados para cada trabajo.

2) Gastos del Departamento de Ingeniería Petrolera: Incluye sueldos y gastos relacionados con la supervisión y asistencia técnica en trabajos de perforación, reparación y re-perforación de pozos; localización de nuevos pozos, etc.

Los gastos de este grupo se aplican directamente a las operaciones específicas ejecutadas, en la proporción que a cada una de ellas corresponda, distribuyéndolos sobre la base de los "días de operación" considerados, cuando la naturaleza de los trabajos así lo permita, de lo contrario, se distribuyen en proporción con las unidades servidas, con base en el volumen de las operaciones realizadas en cada unidad.

3) Gastos del Departamento de Perforación: Incluye sueldos y gastos relacionados con la supervisión y asistencia técnica en trabajos de perforación, comprendiendo también sueldos y gastos en laboratorios químicos y plantas de lodo bajo la jurisdicción del propio departamento.

Estos gastos se aplican directamente a cada pozo que se perfora (perforación directa); pero cuando no es posible hacerlo se cargan a "perforación indirecta", de donde posteriormente se distribuyen de acuerdo con el número de pozos en perforación, sobre la base de los "días de operación" considerados para cada pozo.

4) Gastos del Departamento de Construcción y Mantenimiento: Incluye sueldos y gastos de planeación, ejecución y supervisión que se relacionan con toda clase de construcciones y vías de comunicación, su conservación y mantenimiento, etc.

Los gastos que están relacionados con la construcción de edificios, casas, instalaciones de campo, vías de comunicación, etc., se aplican a "Obras en Construcción" (obras capitalizables) y los que se refieren a mantenimiento se aplican precisamente a "Conserva

ción y Mantenimiento" de las unidades que reciben tal servicio. La distribución de los gastos, en uno u otro casos, puede hacerse sobre la base del importe total de los costos directos incurridos mensualmente en cada una de las operaciones realizadas.

3.1.3.- Gastos de servicios generales

1) **Sistemas de servicios auxiliares:** Incluye todos los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de servicios de energía eléctrica, vapor, agua, hielo, etc.

Los gastos derivados de estos servicios se aplican a cada una de las unidades a las cuales son suministrados, distribuyéndolos en proporción con el volumen o consumo de servicios atribuido a cada unidad.

2) **Talleres de servicio:** Incluye todos los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de los talleres del distrito, tales como mecánico, combustión interna, pailería, soldadura, electricidad, carpintería, etc.

Los trabajos encomendados a estos talleres se controlan mediante "órdenes de trabajo", a las que se incorporan los gastos directos (mano de obra y materiales) y la proporción correspondiente de gastos indirectos del taller respectivo. El costo acumulado de las órdenes de trabajo terminadas se carga a las cuentas a que sean aplicables en cada caso, de acuerdo con el sistema que para el control de estos costos se tenga establecido.

3) **Departamentos generales de servicio:** Incluye los gastos de operación y mantenimiento de: a) Departamento de materiales (recepción, almacenamiento y despacho de materiales; conservación de materiales almacenados; reacondicionamiento de materiales recuperados, etc.); b) Departamento de contra-incendio (planta de bombas, tuberías de agua, hidrantes, equipo y sustancias químicas para preparación de mezclas de extinción de incendios, etc.); c) Transportes y vías de comunicación (auto-transportes, ferrocarriles, aviones, etc., locales para guarda de vehículos; mantenimiento de caminos, vías, campos de -

aviación y operación y mantenimiento de muelles y equipo); d) Otros departamentos generales de servicio.

Los gastos por reacondicionamiento de materiales se cargan directamente a los materiales de que se trate, con base en la mano de obra directa utilizada; una vez reacondicionados dichos materiales, se calcula su nuevo costo, pasando a formar parte de los inventarios del almacén.- Los materiales despachados por el almacén se contabilizan mediante vales o requisiciones, en los que se expresa cantidad, clase e importe de los artículos, así como la cuenta a que deben cargarse en cada caso.

En los casos de siniestros, los gastos por sustancias químicas utilizadas para combatirlos por el departamento de contra-incendio, así como otros servicios extraordinarios, se aplican directamente a las pérdidas ocasionadas por el siniestro, para reportarse a través del grupo correspondiente de gastos de administración.

En cuanto a los gastos de transporte y vías de comunicación, éstos se aplican según la clase de servicio a que corresponden. La distribución de los gastos en cada caso puede hacerse sobre la base de "horas de operación" de cada unidad, aplicables a los departamentos que reciben dichos servicios o a las operaciones que se benefician con los mismos.

3.1.4.- Gastos indirectos distribuibles

1) Gastos de exploración: Incluye la proporción aplicable al distrito por concepto de gastos de exploración, de acuerdo con el volumen de la producción obtenida.

2) Pozos secos: Incluye la proporción aplicable al distrito por gastos infructuosos de perforación y desarrollo (pozos secos), de acuerdo con el volumen de la producción obtenida en el distrito.

3) Cargos periódicos por agotamiento: Se refiere a los cargos que periódicamente se operan contra el costo de la producción, por el agotamiento de los pozos que están en ex-

plotación en el distrito.

4) Transporte de aceite, gas y gasolina: Aquí deberá considerarse la proporción asignable al distrito por gastos de transporte de aceite, gas y gasolina (operación de oleoductos).

5) Supervisión técnica y administrativa: Incluye los cargos periódicos hechos al distrito, de las diversas oficinas generales, por concepto de supervisión técnica y administrativa, en la proporción que le corresponda.

3.1.5.- Gastos de explotación de pozos

1) Recopilación y medición de aceite; y

2) Recopilación, compresión, distribución y medición de gas.

En estos grupos se incluyen sueldos y gastos relacionados con las actividades indicadas. También comprenden los gastos que corresponden a las tuberías o líneas de recopilación a partir del dispositivo de control de los pozos, así como el mantenimiento del equipo subterráneo. La distribución de estos gastos se hace proporcionalmente, sobre la base del volumen de aceite y/o gas obtenido de los pozos en cada campo.

3) Mantenimiento de pozos en producción: Incluye todos los gastos de mantenimiento del equipo de superficie de los pozos y cambios en los dispositivos de control de la producción, ya sea que se trate de pozos que fluyen por sí solos, bombeados por gas, de bombeo mecánico o bombeados por unidad central.

Estos gastos se aplican directamente a los pozos que reciben el servicio. Los gastos originales de instalación del equipo de producción de los pozos se cargan a "perforación directa", así como los gastos de desarmar la torre y equipo de perforación, una vez que terminan los trabajos respectivos.

4) Gastos generales de campos: Incluye todos los gastos generales relacionados con -

la administración, operación y mantenimiento de campos petroleros. - Estos gastos se aplican a los pozos comprendidos en cada campo, distribuyéndolos proporcionalmente con el volumen de producción obtenida.

3.2.- COSTOS DE PRODUCCION

Propiamente hablando, los gastos incurridos en las diversas operaciones relacionadas con la explotación de hidrocarburos constituyen los costos de producción de pozos petroleros. Sin embargo, es conveniente hacer notar que los precios de venta de crudos no se fijan partiendo de los costos de producción, sino tomando como base el precio de mercado.

Tratándose de productos refinados, los precios de venta también se establecen en una forma análoga, manteniéndose relativamente estables durante largos períodos. Seguramente debido a esta circunstancia, la distribución de los costos de refinación (incluidos los de explotación, que representan costos de la materia prima), generalmente se realiza con base en el precio de venta de dichos refinados, para lo cual se utiliza un método de reversión de precios* en proporción directa con los costos relacionados.

La determinación de los costos de explotación envuelve dos aspectos fundamentales: - uno, relacionado con los inventarios y otro, referido a la valuación de la producción.

3.2.1.- Inventarios

En el capítulo IV explicamos que la producción de gas es controlada por un departamento especial, donde con base en las mediciones de los volúmenes extraídos de los pozos, se formulan reportes diarios y mensuales de los movimientos operados, determinándose los inventarios correspondientes.

(*) Este método, conocido en la industria petrolera norteamericana como "refinery net back", también es utilizado en nuestro país.

Por lo que se refiere a la producción de aceite, según se explicó también en el capítulo citado, como en los campos se efectúan diariamente mediciones para reportar el volumen que se obtiene, en el distrito igualmente se toman mediciones diarias en los tanques de almacenamiento, que tienen por objeto confrontar la producción reportada y, al mismo tiempo, determinar los volúmenes despachados o entregados a las refinerías, terminales de embarque o estaciones intermedias de almacenamiento. Estas mediciones toman en cuenta las cantidades de petróleo en oleoductos o líneas de conducción, determinadas con base en la capacidad volumétrica de las tuberías, bajo el supuesto de que siempre se encuentran llenos.

Como al fluir el aceite de los pozos viene mezclado con agua y otras materias, al ser almacenado, tales agregados quedan depositados en el fondo de los tanques, siendo eliminados en parte mediante válvulas o "purgas" instaladas en la parte inferior de los tanques, aun cuando se utilizan diversos métodos para determinar aproximadamente el contenido de agua y sedimentos en los tanques. Las operaciones de medición requieren que también se considere la gravedad o densidad del crudo y su temperatura, elementos muy importantes, ya que el aceite se dilata o contrae con los cambios de temperatura y, por consiguiente, los volúmenes medidos se ajustan mediante un factor dado de temperatura y de acuerdo con tablas de conversión establecidas para el objeto. Asimismo, se toma en cuenta un cierto porcentaje por evaporación o mermas.

Con la evaluación de todos estos elementos se determina razonablemente el volumen neto de la producción. Desde luego, como el cómputo diario de la producción está sujeto a ciertas variaciones, a favor o en contra, se asume que tales diferencias se compensan unas con otras a través de los cálculos diarios sucesivos de la producción. Sin embargo, cuando alguna diferencia se manifiesta en forma continuada a lo largo de un cierto período y se

le considera importante, es necesario proceder a su investigación, procurando que los resúmenes mensuales de movimientos de productos y existencias en estaciones intermedias sean formulados con la mayor exactitud posible, a fin de ajustar los inventarios adecuadamente.

Los movimientos de productos dentro y fuera de los distritos se controlan mediante reportes cuantitativos y para efectos de aplicación, las cantidades entregadas a plantas de refinación, terminales, estaciones intermedias u otros distritos, se contabilizan con base en un precio determinado. Para fines de inventarios que deben figurar en el balance general, las existencias se valúan al costo promedio de la producción.

3.2.2.- Valuación de la producción

El cómputo de los costos de explotación supone la determinación de costos unitarios de la producción en el pozo mismo, luego en el campo bajo cuya jurisdicción se encuentre un grupo dado de pozos, después en el distrito que controla varios campos, posteriormente en la zona o región donde estén ubicados varios distritos y, finalmente, el costo unitario promedio para toda la producción integrada.

Aunque lo anterior puede parecer realizable mediante sencillos procedimientos para la aplicación y distribución de los costos correspondientes en cada una de las etapas enumeradas, una gran diversidad de problemas resultan implicados durante el desarrollo, control y naturaleza de las operaciones, ya que unas se relacionan directa y otras indirectamente con la explotación e, incluso, algunas asumen un carácter independiente desde la etapa inicial de explotación, para convergir al último en el costo promedio final de la producción integrada, o bien, pasando a formar parte de un renglón específico en los estados financieros consolidados. No obstante esta consideración, los costos unitarios promedio determinados en cada caso, son de gran utilidad para fines de análisis financieros y administrativos.

De cualquier modo, siquiera sea con el propósito de señalar un punto de partida, examinaremos en términos generales este aspecto de la determinación de los costos unitarios.

A. - Costo a boca de pozo

Los costos primarios de explotación se constituyen con los gastos directamente aplicables a cada pozo en particular y fundamentalmente son dos los conceptos principales que los integran, a saber: a) Mantenimiento del pozo, y b) Cargo por agotamiento (expiración del costo capitalizado del propio pozo).

La producción mensual en barriles se convierte a metros cúbicos. El volumen así obtenido sirve de base para dividir el importe mensual de los gastos por los conceptos antes mencionados, determinándose el costo unitario de la producción a boca de pozo.

B. - Costo en el campo

La segunda etapa de los costos de explotación comprende todos aquellos gastos relacionados con el campo de producción, tales como: a) Gastos de recopilación y medición, b) Importe aplicable por servicios auxiliares (energía eléctrica, vapor, agua, etc.), c) Importe de trabajos ejecutados por talleres del distrito, aplicables al campo, d) Importe de servicios técnicos asignables al campo, e) Gastos generales del campo (administración, operación y mantenimiento), etc.

Con los gastos arriba indicados habrá de considerar los costos primarios a boca de pozo y el importe total resultante, se divide entre el volumen de la producción obtenida en todos los pozos, con lo que se determina el costo unitario de la producción en el campo.

C. - Costo en el distrito

La siguiente etapa de los costos de explotación aparece representada por los gastos aplicables del distrito, de acuerdo con el examen hecho en la sección anterior, tales como: a) Gastos de administración, b) Gastos de servicios técnicos, c) Gastos de servicios genera

les y d) Gastos indirectos distribuibles. A todos estos gastos se agregan los acumulados para cada campo dependiente del distrito.

El volumen total neto de la producción del distrito (ajustado según se explicó antes) - y el importe total de los gastos considerados, sirven de base para la determinación del costo unitario de la producción en el distrito.

3.3.- APLICACION Y DISTRIBUCION DE LOS COSTOS

Para el desarrollo del presente estudio, desde el primer capítulo hemos partido del supuesto de que las diversas actividades relacionadas con la industria petrolera (exploración, explotación, refinación y distribución) se operan subordinadas a un sistema centralizado, - es decir, referidas a una empresa totalmente integrada. En estas condiciones, aun cuando - para mayor eficacia administrativa las distintas operaciones sean asignadas a unidades específicas de control, la determinación anual de los resultados financieros se realiza en forma consolidada. Por consiguiente, la aplicación y distribución de los costos están sujetas - a dichas consideraciones.

3.3.1.- Consolidación de las operaciones

En capítulos previos hemos hecho notar que para fines de control, las actividades de - exploración se realizan jurisdiccionadas precisamente a "distritos de exploración", bajo - los cuales quedan comprendidas también las actividades de desarrollo, considerándolas como una extensión de la exploración.

En forma similar, las actividades relacionadas con el transporte de aceite, gas y gasolina por tuberías son controladas por "distritos de oleoductos", sujetos a un régimen administrativo semejante al de otros distritos establecidos dentro de la industria petrolera. Los gastos generales del distrito de oleoductos, fundamentalmente se dividen entre oleoductos de crudo y de gasolina y tuberías de gas o gasoductos, en proporción con la capacidad en

metros cúbicos de los mismos.

Por lo que se refiere a los gastos de transporte fluvial de crudo y gasolina, que se presentan en regiones donde sus características geográficas requieren su empleo, éstos se controlan por conducto de los departamentos de marina respectivos y los cargos correspondientes se incorporan al resumen general de gastos de transporte de aceite, gas y gasolina.

La consolidación de los gastos relacionados con todas estas actividades, desde la exploración hasta la explotación, inclusive, se efectúa a través de una cuenta general denominada "Operación de Campos", por la que se obtiene un resumen de los costos de operación y productos realizados por las distintas unidades, para lo cual se llevan registros auxiliares con cuentas abiertas a cada una de ellas, a fin de conocer analíticamente sus resultados.

La cuenta de "Operación de Campos" es propiamente una cuenta de concentración y tanto de ella, como de otras que tienen una función similar, se desprenden los diversos renglones para la formulación de los estados financieros consolidados.

3.3.2. - El método de reversión de precios

Los productos derivados del petróleo que se obtienen a través de los procesos de refinación, en su primera fase son elaborados conjuntamente y de acuerdo con sus características particulares son clasificados en gasolinas de alto, mediano y bajo octanaje, kerosinas (petróleo destilado de distintas graduaciones), combustible diesel, lubricantes, etc. Como es lógico suponer, cada uno de dichos productos tiene un precio diferente de venta en el mercado.

El método de reversión de precios (conocido también como "razón a precio ponderado de venta") se basa en el principio de que cada producto genera el mismo porcentaje de utilidad bruta, por lo que la distribución de los costos correspondientes se efectúa en propor-

ción directa con el valor relativo de venta o mercado de tales productos. Bajo este método, los costos pueden aplicarse sobre una base total o de acuerdo con los diversos procesos de refinación; pero en este último caso, la aplicación de los costos generalmente se hace siguiendo los distintos procesos, desde que el crudo entra a refinación hasta que se obtienen los productos en su estado final. Para operar la reversión de precios netos en refinería, del valor de las ventas brutas de cada producto se deducen todos los gastos de venta y costos de transportación a partir de la refinería, expresando el resultado por barril para cada uno de los productos⁸⁰.

De conformidad con este método, cuando los costos son aplicados sobre una base total se toman en cuenta los siguientes factores:

Volumen de la producción. - Debe considerarse el volumen (en barriles o metros cúbicos) de cada uno de los productos elaborados, que multiplicado por el precio unitario de venta neto (en la refinería) de cada producto, arroja su importe total.

Valor de venta de la producción. - Calculado el importe total de cada producto, la suma de todos ellos da por resultado el valor total de venta de la producción.

Costo de refinación. - Este costo se integra con el costo del crudo (materia prima) que entra a proceso de elaboración, más todos los gastos que intervienen en la refinación. En el costo del crudo se incluye su transporte hasta la refinería.

Porcentaje aplicable del costo de refinación. - Este porcentaje se determina dividiendo el importe del costo de refinación, entre el valor total de venta de la producción. Con base en este porcentaje se calcula la proporción aplicable del costo de refinación a cada uno de los productos elaborados, de acuerdo con su precio unitario de venta y su volumen -

80) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., Cap. 9, p. 75

en barriles o metros cúbicos.

Para hacer más comprensible este procedimiento, hemos desarrollado unas sencillas -- fórmulas basadas en los datos anteriores, las cuales ofrecemos a continuación:

I. - SIMBOLOS

$V(z)$ = Volumen de crudo (materia prima) para refinación

V = Volumen elaborado de cada producto

$P(z)$ = Precio total de venta neto de la producción

p = Precio unitario de venta neto por producto

P = Precio total de venta neto por producto

$A(z)$ = Costo total de refinación de la producción

a = Costo unitario de refinación aplicable por producto

A = Costo total de refinación aplicable por producto

R = Porcentaje (razón) del costo de refinación sobre el valor de venta de la producción.

II. - FORMULAS

$p \times V = P$

$P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = P(z)$

$\frac{A(z)}{P(z)} = R$

$p \times R = a$

$a \times V = A$

$A_1 + A_2 + A_3 + \dots + A_n = A(z)$

III. - RESULTADOS

	<u>V.</u>	<u>p.</u>	<u>P=(p×V)</u>	<u>a=(p×R)</u>	<u>A=(a×V)</u>
Producto 1	V_1	p_1	P_1	a_1	A_1
Producto 2	V_2	p_2	P_2	a_2	A_2
Producto 3	V_3	p_3	P_3	a_3	A_3
...
Producto n	V_n	p_n	P_n	a_n	A_n
Pérdida (mermas)	V_y	--	--	--	--
	<u>$V(z)$</u>		<u>$P(z)$</u>		<u>$A(z)$</u>

Otro procedimiento para la distribución de los costos sobre los productos elaborados, es el que se conoce como "método de subproductos" y se basa en el principio de que la gasolina es el producto principal, considerándose los demás derivados como subproductos. Bajo este método, primero se determina el valor total de mercado de los subproductos, lo que se obtiene multiplicando el precio unitario por el volumen producido de cada uno; la suma de los valores determinados de todos los subproductos se deduce de los costos totales de refinación y el costo remanente se considera como el costo de la gasolina producida. Si la gasolina que se elabora es de diversos octanajes, dicho costo puede distribuirse de acuerdo con los distintos grados de octanaje o sobre alguna otra base. Como resultado, el costo aplicable a cada uno de los subproductos es equivalente a su valor de mercado⁸¹.

Otro método más, que viene a ser una variante del anterior, toma como productos principales la gasolina y el aceite combustible (fuel oil); sin embargo, para los demás productos se considera el grado de gasolina o aceite combustible que contienen (el porcentaje de su contenido se determina mediante análisis de laboratorio). De acuerdo con el porcentaje de aceite combustible que contienen los diversos productos, se calcula su valor de mercado (que viene a representar su costo), deduciéndose dicho importe del costo total de refinación y el remanente se considera como el costo de la gasolina. Este último costo se distribuye en proporción con el contenido de gasolina de todos los productos⁸².

Aunque hay algunos métodos más, hemos querido citar los dos anteriores para compararlos, aunque sólo sea a grandes rasgos, con el que dimos a conocer primeramente. Es indudable que todos estos son métodos arbitrarios y que el mecanismo de unos resulta más --

81) IRVING, Jr., Robert H., y Draper, Verden R., opus cit., Cap. 9, pp. 77/78

82) Ibidem, pp. 78/80.

complicado que el de otros. No obstante, juzgamos como más adecuado el primer método, mediante el cual los costos se distribuyen en proporción directa con el precio de venta de los productos elaborados, lo que aparte de ser una base más justa y razonable para aplicar los costos, representa un procedimiento funcional y práctico.

CONCLUSIONES

A.- CONSIDERACIONES GENERALES

1.- La naturaleza de algunos problemas que son peculiares de la industria petrolera y las circunstancias particulares prevalecientes en cada empresa, han conducido a soluciones basadas generalmente en un punto de vista eminentemente objetivo y práctico, de donde, en la mayoría de los casos, resulta una gran divergencia en las prácticas contables -- adoptadas por las diferentes empresas que operan en Estados Unidos.

2.- El régimen particular bajo el que se desenvuelven las actividades de la industria petrolera de nuestro país, ha llevado a la adopción de prácticas contables que, en algunos aspectos, presentan características especiales, no obstante lo cual, están sujetas también -- al análisis sereno e imparcial de la profesión contable.

3.- La evolución de la técnica contable ha logrado desarrollar una amplia variedad -- de procedimientos y reglas de aplicación; pero ello no quiere decir que se trate de sistemas establecidos para ser observados rígidamente, ya que junto a ellos se suministran recursos adecuados para normar el criterio de los contadores, de manera que al juzgarse una situación particular determinada pueda llegarse a la solución que se considere más justa y -- razonable en las circunstancias prevalecientes.

B.- COSTOS DE ARRENDAMIENTO PETROLERO

1.- En los casos de contratos de arrendamiento de terrenos petroleros, cuya aplicación está muy generalizada en los Estados Unidos, cuando ellos estipulan el pago anticipado de un "bono", como representa el costo de adquisición de un derecho para explotar un activo agotable, su importe debe capitalizarse, para ser amortizado mediante los correspondientes

cargos periódicos por agotamiento, al ponerse en explotación el terreno materia del arrendamiento.

2.- Las llamadas "rentas dilatorias", que se cubren con el fin de conservar en vigor los derechos sobre el terreno arrendado, deben considerarse como pagos rutinarios de renta, con cargo a los gastos de cada ejercicio en que se incurren.

3.- El pago de una "regalía" a favor del propietario del terreno, normalmente representada por una parte de la producción obtenida en el terreno arrendado, forma parte del costo de la producción misma.

4.- Las prestaciones anteriores no tienen aplicación en nuestro país.- Los contratos de arrendamiento sólo estipulan el pago de una renta por la superficie del terreno ocupado, ya que los particulares no tienen dominio sobre los recursos naturales del subsuelo. Tales rentas representan uno de tantos conceptos de gastos del ejercicio en que se incurren.

C.- COSTOS DE EXPLORACION

1.- No se reconoce operar la capitalización de los costos de exploración, atribuyéndolos parte integrante del costo de adquisición de un activo agotable, sino que deben considerarse como un gasto del ejercicio en que se incurren, ya que prácticamente resulta casi imposible determinar con eficacia la cuantía de los efectos directos, que la exploración puede tener sobre la explotación. El tratamiento contable de los costos en esta forma, - - aplicándolos contra resultados del ejercicio, permite establecer un adecuado enlace entre gastos actuales con ingresos actuales.

2.- Puesto que los costos de exploración se originan de una actividad realizada normal y periódicamente, que forman parte de los gastos del ejercicio en que son incurridos, no puede justificarse la constitución de una reserva destinada a absorber tales costos, por-

que éstos no se reflejarían en los resultados reales de operación de cada ejercicio.

3.- Los gastos de exploración se incorporan al costo de producción (explotación) de cada ejercicio, distribuyéndolos proporcionalmente de acuerdo con el volumen total neto de la producción obtenida.

D.- COSTOS DE PERFORACION Y DESARROLLO

1.- Cuando el pozo perforado (desarrollado) resulta productivo, todas las inversiones (tangibles e intangibles) efectuadas con tal propósito deben capitalizarse, ya que constituyen el costo específico de un activo agotable puesto en explotación. Por consiguiente, dicho costo está sujeto a ser amortizado periódicamente, mediante los cargos correspondientes por agotamiento.

2.- Cuando un pozo perforado resulta seco o improductivo, ello asume el carácter de una pérdida; pero como se trata de hechos que comúnmente ocurren en la industria petrolera, los costos incurridos, que por esas circunstancias se traducen en infructuosos, se llevan a gastos del ejercicio registrándolos en una cuenta especial de "pozos secos", para incorporarlos al costo de producción (explotación), mediante su distribución proporcional de acuerdo con el volumen total neto de la producción obtenida en cada ejercicio.

3.- Tomando en cuenta que la probabilidad de que resulten pozos improductivos siempre existe, es recomendable el establecimiento de una "estimación acumulada para pozos secos", destinada exclusivamente a soportar los costos desfavorables de esta clase.

E.- COSTOS DE EXPLOTACION

1.- Los métodos de depreciación utilizados en la industria petrolera atienden a necesidades y características particulares. Las bases para computarla varían de acuerdo con el

uso y condiciones en que se operan los activos correspondientes. Su aplicación se realiza dentro de los límites razonables que el criterio contable aconseja.

2.- El agotamiento debe computarse con base en la producción obtenida de los pozos y aplicarse de acuerdo con una cuota por unidad producida. Esta cuota se calcula dividiendo el costo del activo agotable, entre el volumen (unidades) estimado de reservas recuperables.

3.- Los gastos de reparación de pozos se incorporan a los costos de explotación, dentro de los gastos generales de explotación del distrito correspondiente, en el mismo ejercicio en que se incurren.

4.- Los costos de reperfusión (perforación de otra formación distinta a la agotada - en un pozo que estuvo en explotación) se capitalizan, para ser amortizados periódicamente mediante el agotamiento, ya que se trata de una formación diferente que se pone en explotación de nueva cuenta.

5.- Los pozos definitivamente agotados se abandonan, recuperándose todas las instalaciones que de los mismos es posible, contabilizándose los materiales recuperados de acuerdo con su valor de salvamento o desecho. Si el costo del pozo agotado no ha sido amortizado totalmente, el valor asignado a los materiales recuperados se acredita al costo no amortizado y el remanente se cancela contra gastos del ejercicio.

6.- La determinación de los costos unitarios de la producción presenta problemas muy complejos; por consiguiente, su cómputo se realiza sobre la base de costos promedio.

BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN Accounting Association - Accounting Concepts and Standards Underlying Corporate Financial Statements (1948 Revision), Supplementary Statement No. 1, December 31, 1950, Reserves and Retained Income.- C.P.A. Handbook, Chapter 17, Appendix B - Vol. 2, Ed. Robert L. Kane, Jr., American Institute of Accountants, New York, N. Y., Second Printing, May 1956.**
(Citas: 65 y 78)
- AMERICAN Accounting Association - Excerpts from the Report of the Committee on Cost - Concepts and Standards (1951), III. Cost Accounting and Financial Accounting.- C. P.A. Handbook, Chapter 23, Appendix B - Vol. 2, Ed. Robert L. Kane, Jr., American Institute of Accountants, New York, N. Y., Second Printing, May 1956.**
(Cita: 47)
- BACKER, Morton (Editor) - Handbook of Modern Accounting Theory.- Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., Fourth Printing, June 1959.**
(Citas: 36, 37, 40, 45 y 79)
- BARRAZA Cabiedes, Pedro - Principios que Gobiernan el Criterio Contable, Revista de la Escuela de Contabilidad, Economía y Administración, Vol. VII, No. 28, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Monterrey, N. L., Octubre 1955.**
(Citas: 30 y 51)
- BARRAZA Cabiedes, Pedro; Fernández, Héctor M., y González Rosales, Herón - El Fondo de los Principios de Contabilidad, Conclusiones Mesa No. II de la Segunda Convención Nacional de Contadores Públicos, Revista de la Escuela de Contabilidad, Economía y Administración, Vol. XII, No. 45, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Monterrey, N. L., Enero 1960.**
(Cita: 46)
- BASSOLS Batalla, Narciso - Diez Años de la Cuestión Petrolera, Guión de Acontecimientos Nacionales e Internacionales, México, 1959.**
(Cita: 21)
- BLACKALLER W., Ernesto - Determinación del Costo de Activos Fijos, Revista de la Escuela de Contabilidad, Economía y Administración, Vol. XI, No. 44, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Monterrey, N. L., Octubre 1959.**
(Citas: 27, 28, 29 y 55)
- BLOUGH, Carman G. - Accounting Principles and Their Application, C.P.A. Handbook, Chapter 17, Vol. 2, Ed. Robert L. Kane, Jr., American Institute of Accountants, New York, N. Y., Second Printing, May 1956.**
(Cita: 49)

- BROCK, Horace R.** - Petroleum Accounting, *The Journal of Accountancy*, Vol. 102, American Institute of Accountants, New York, N. Y., December 1956.
(Citas: 31, 32, 33, 34, 35, 41, 42, 54 y 70)
- CARRION Serna, Asensio** - Algunos Problemas en la Información de las Utilidades Periódicas, *Revista de la Escuela de Contabilidad, Economía y Administración*, Vol. X, No. 40, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Monterrey, N. L., - Octubre 1958.
(Citas: 50 y 53)
- CASANOVA Farrera, Ciro G.** - El Costo de Extracción en la Industria Petrolera, *Escuela Nacional de Comercio y Administración, Universidad Nacional Autónoma de México (Tesis Recepcional)*, México, 1947.
(Citas: 18, 19, 20, 56, 57, 58, 63, 76 y 77)
- CUELLAR Acuña, Emilio** - El Principio del Negocio en Marcha y su Influencia en el Pensamiento Contable, *Escuela de Contabilidad, Economía y Administración, Instituto -- Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (Tesis Recepcional)*, Monterrey, - N. L., Junio 1959.
(Cita: 52)
- DE LA VEGA Domínguez, Jorge** - La Industria del Petróleo en México, *Escuela Nacional de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México (Tesis Recepcional)*, México, 1958.
(Citas: 4 y 48)
- DELGADO Herrera, Gregorio** - Terminación de Pozos Petroleros en General, *Escuela Nacional de Ingenieros, Universidad Nacional Autónoma de México (Tesis Recepcional)*, México, 1959.
(Citas: 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17)
- DIAZ Guajardo, M. Samuel** - Análisis del Costo Promedio de la Perforación de un Pozo - en el Distrito de José Colomo, Tabasco, *Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Instituto Politécnico Nacional (Tesis Recepcional)*, México, 1957.
(Citas: 6, 7 y 8)
- FINNEY, H. A. & Miller, Herbert E.** - Principles of Accounting (Introductory), Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., Fifth Edition, Third Printing, February 1958.
(Citas: 38, 39 y 64)
- FINNEY, H. A. & Miller, Herbert E.** - Principles of Accounting (Intermediate), Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., Fifth Edition, Third Printing, May 1950.
(Citas: 24, 60 y 61)
- FITCH, A. A., Christie, D. F., Johnstone, W. E., & Whittle, G.** - Geología Desde el - Aire, *Petróleo Interamericano*, Tomo 9, No. 10, The Petroleum Publishing Company, - Tulsa, Okla., Octubre 1951.
(Cita: 5)

- IRVING, Jr., Robert H. & Draper, Verden R. - Accounting Practices in the Petroleum Industry, The Ronald Press Company, New York, N. Y., 1958.**
(Citas: 2, 3, 22, 71, 72, 73, 74, 75, 80, 81 y 82)
- JENNINGS, Alvin R. - Special Problems of Specific Business, C.P.A. Handbook, Chapter 20, Vol. 2, Ed. Robert L. Kane, Jr., American Institute of Accountants, New York, N. Y., Second Printing, May 1956.**
(Citas: 43 y 44)
- KOHLER, Eric L. - A Dictionary for Accountants, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., Seventh Printing, March 1956.**
(Citas: 23, 25, 26 y 59)
- MONTGOMERY, Robert H., Lenhart, Norman J. & Jennings, Alvin R. - Montgomery's - Auditing, The Ronald Press Company, New York, N. Y., Seventh Edition, 1949.**
(Citas: 62 y 66)
- NEUNER, John J. W. - Cost Accounting (Principles and Practice), Richard D. Irwin, Inc., Homewood, Illinois, Fifth Edition, Sixth Printing, October 1960.**
(Cita: 67)
- PATON, William A. - Accountant's Handbook, The Ronald Press Co., New York, N. Y., 1949.**
(Cita: 68)
- PATON, William A. & Paton, Jr., William A. - Asset Accounting (An Intermediate Course), The MacMillan Company, New York, N. Y., First Printing, 1952.**
(Cita: 69)
- VELIZ González, Enrique - Bases de Distribución del Costo en la Explotación de Minas de Plomo, Escuela de Contabilidad, Economía y Administración, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (Tesis Recepcional), Monterrey, N. L., Enero -- 1957.**
(Cita: 1)

