



República de Cuba  
Ministerio de Educación Superior  
Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa  
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”  
Facultad de Geología-Minería  
Departamento de Minería

# TRABAJO DE DIPLOMA

*TÍTULO: Propuesta de un sistema de indicaciones metodológicas para la perforación de pozos de petróleo y gas.*

*DIPLOMANTE: Narjara Martínez Padrón.*

*TUTORES: Dr. Rafael Noa Monjes.  
Ing. Julio Jiménez Vázquez.*

Curso 2005-2006  
“Año de la Revolución Energética en Cuba”

<b>ÍNDICE</b>	<b>PAG.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I. ESTUDIO GEOLOGICO Y GEOFISICO DURANTE LA EXPLORACION.....</b>	6
<b>I.1 Fases, elementos y procesos para la exploración de pozos de petróleo y gas.....</b>	6
I.1.1 Investigaciones a ejecutar para cada fase.....	7
<b>I.2 Perforación exploratoria y evaluación de las reservas probadas y probables.....</b>	19
<b>I.3 Registros geofísicos que se realizan en los petrolíferos y/o gasíferos.....</b>	22
<b>CAPITULO II. CONCEPTOS BASICOS Y METODOS DE PERFORACION.....</b>	26
<b>II.1 Factores a tener en cuenta para la proyección y construcción de los pozos petrolíferos.....</b>	26
<b>II.2 Clasificación de los pozos petrolíferos. Objetivos de cada uno de ellos.....</b>	27
<b>II.3 Métodos de perforación.....</b>	30
II.3.1 Herramientas y dispositivos que se utilizan para la perforación.....	31
II.3.2 Composición de la herramienta de perforación.....	32
<b>II.4 Parámetros del régimen de perforación de pozos.....</b>	35
II.4.1 Carga axial sobre la barrena.....	36
II.4.2 Número de revoluciones de la barrena.....	36
II.4.3 Caudal y calidad del fluido de circulación.....	37
II.4.4 Calidad del fluido de perforación (propiedades del fluido de perforación).....	37
<b>II.5 Equipos de perforación.....</b>	38
II.5.1 Parámetros de un equipo de perforación.....	38
II.5.2 Principales sistemas de un equipo de perforación.....	39
<b>CAPITULO III. INDICACIONES METODOLOGICAS PARA LA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS.....</b>	41
<b>III.1 Análisis de la composición de encamisado.....</b>	41
III.1.1 Camisa guía o conductora.....	42
III.1.2 Camisa de superficie.....	43
III.1.3 Camisa intermedia.....	45
III.1.4 Camisa liner o productora.....	46
<b>III.2 Propuesta de un sistema de indicaciones metodológicas para la perforación de pozos de petróleo y gas.....</b>	47
<b>III.3 Medidas preventivas durante la perforación de pozos petrolíferos e impacto socioambiental.....</b>	50
III.3.1 Guía de seguridad ante la presencia de sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S).....	50
<b>III.4 Medidas generales para la seguridad del equipo.....</b>	54
<b>III.5 Instrucciones permanentes al perforador.....</b>	55
<b>III.6 Valoración del impacto socioambiental.....</b>	57
<b>CONCLUSIONES.....</b>	58
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	59
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	60

## INTRODUCCIÓN

La palabra **petróleo** proviene del latín *petra* que significa roca y *oleum* que en el idioma Griego quiere decir aceite. El petróleo es un compuesto formado por largas cadenas de enlaces entre átomos de carbono e hidrógeno, por lo que se le conoce como hidrocarburo.

El petróleo se originó aproximadamente entre 150 y 80 millones de años al igual que el carbón. Existen varias teorías sobre cómo se formaron el petróleo y el gas natural pero éstas se encuentran divididas en dos grandes grupos: hay quienes piensan que el petróleo se originó a partir de materia inorgánica a altas temperaturas y otros que sostienen que se originó a partir de materia orgánica.

### **La teoría orgánica del origen del petróleo y gas.**

La teoría orgánica del origen del petróleo comenzó a desarrollarse a principios del siglo, a medida que la industria del gas y petróleo crecía en tamaño e importancia económica y a medida que los geólogos fueron llamados para ubicar exactamente nuevos y grandes depósitos. Esta vino a ser la más amplia teoría aceptada, y lo es aún todavía; sin embargo, recientemente está enfrentándose a nuevos retos con el desarrollo de nuevas herramientas y técnicas para el estudio de la historia de la tierra.

Simplemente expuesta, la teoría orgánica es la de que el carbón y el hidrógeno necesarios para la formación del gas y el petróleo se originaron en las formas primitivas de vida sobre la tierra, o, en resumen son de origen biológicos. Los restos de las plantas y animales fueron atrapados en el proceso de erosión y sedimentación y llevados río abajo a los mares, los cuales luego cubrieron largas porciones de la superficie de la tierra. Ellos y sus lodos y materiales acompañantes fueron esparcidos a lo largo de la orilla donde fueron cubiertos y comprimidos por el peso de muchísimas más capas sucesivas, depositadas sobre el tope de éstos. Con el tiempo, estas capas se convirtieron en rocas sedimentarias.

Hoy en día, es en estas rocas sedimentarias, tales como areniscas, lutita y dolomita en donde frecuentemente son encontrados los depósitos de petróleo.

### **La teoría inorgánica del origen del petróleo y gas.**

Según la teoría inorgánica, los hidrocarburos provienen desde las profundidades de la tierra, de materiales que fueron incorporados cuando la tierra fue formada. Fue ideada en el principio de los años 1800, cuando los científicos tenían la creencia de que el petróleo era un residuo arrojado desde la formación del sistema solar ó, cómo resultado de acciones químicas profundas dentro de la tierra. Dimitri Mendeleev, el distinguido químico ruso que descubrió la naturaleza periódica de los elementos, cría que el petróleo emanaba desde las profundidades de la tierra, y procedía de origen inorgánico más que de sus sedimentos orgánicos. Su punto de vista era que las ocurrencias del petróleo parecían estar controladas más por las características de gran escala de la corteza, así como también por las cadenas

montañosas y los grandes valles, más que por la geomorfología de los depósitos sedimentarios formados a través de los años. Desde entonces, otros científicos han adoptado el mismo punto de vista. Hoy, esos proponentes de la teoría inorgánica reclaman que la información adquirida por la tecnología moderna ha fortalecido sus reclamos, mientras que al mismo tiempo han debilitado el caso para un origen puramente biológico de los hidrocarburos.

Si aceptamos la teoría orgánica, la cual es la que prevalece hoy en día, de que la base para el origen del gas y el petróleo son los organismos que una vez existieron y que los restos de estos organismos fueron sometidos a presión, temperatura, químicos y acciones bacteriales a medida que fueron enterrados bajo el fango de los antiguos mares, entonces podemos también aceptar que la búsqueda de petróleo está limitada en áreas que incluyen capas de rocas sedimentarias, puesto que fue en estas rocas donde quedaron enterrados.

Una forma común de roca en la cuál el petróleo y gas pueden ser encontrados es en la arenisca, la cual está compuesta de granos de arena mezclada con partículas de arcilla y lutita. El petróleo también se encuentra en poros de caliza y dolomita.

El petróleo emigra desde estos lugares de formación a través de poros (espacios pequeños) el cuál se presenta entre las partículas, en la arenisca, o entre los poros y grietas que aparecen en la dolomita y la caliza. Estas aberturas forman el reservorio en el cuál el petróleo y gas se acumulan.

El petróleo y gas no son encontrados usualmente donde fueron formados. Las rocas productivas de petróleo, en el cuál el material orgánico original fue acumulado, son de grano fino y relativamente impermeable. Estas capas raramente retienen petróleo o gas, con excepción de cantidades muy pequeñas. Al contrario, el petróleo o gas migran desde las rocas petrolíferas hacia arriba en dirección de la superficie. Muchas cantidades de gas y petróleo se escapan a través de las fallas comunicadas con la superficie donde el gas se dispersa en la atmósfera. Usualmente, sin embargo; gran parte del petróleo y gas no se llega a la superficie; estos emigran hacia arriba hasta el punto en donde su curso es bloqueado por una barrera impermeable o capa rocosa donde se acumulan en sitio para formar un reservorio. Las barreras y el reservorio resultante son llamados trampas.

Las personas frecuentemente se imaginan un reservorio de petróleo y gas es como un gran charco de líquido muy por debajo de la superficie de la tierra, similar a un estanque subterráneo.

En realidad, el petróleo está atrapado en pequeños orificios en la roca: en los espacios de los poros. Para que esto suceda debe estar presente un número de condiciones:

1. Debe haber existido primero una fuente de carbono e hidrógeno (restos de plantas y animales), condiciones favorables para su descomposición y luego la recombinación dentro de los hidrocarburos de petróleo.

2. Deben estar presentes rocas porosas en las cuales los hidrocarburos puedan acumularse.
3. Los poros deben estar interconectados de manera que los fluidos puedan moverse dentro de la roca; una calidad llamada permeabilidad.
4. Alguna forma de barrera o cierre debe de existir para prevenir el escape del movimiento hacia arriba del petróleo y forzarlo a que se concentre en una sola área.

Si una de estas cuatro características no está presente en una formación del subsuelo, entonces un reservorio no puede existir.

Del petróleo se dice que es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. El hallazgo y utilización del petróleo, la tecnología que soporta su proceso industrial y el desarrollo socioeconómico que se deriva de su explotación, son algunos de los temas que se presentan en este recorrido didáctico y educativo por el mundo del petróleo.

Con el fin de alcanzar las reservas de petróleo el hombre ha ido desarrollando una serie de máquinas y herramientas para suplir las dificultades que muestra la naturaleza durante el camino, para el alcance de dicho objetivo. Este camino del cual hemos hablado es trazado durante el proceso de perforación. El mismo se resume en abrir un agujero a través de los estratos terrenales hasta llegar como punto final al interior de los sellos donde se encuentra entrampado el petróleo.

Cuba no ha quedado exenta en la implementación de la perforación en la búsqueda de petróleo. Esta ha sido incrementada en los últimos años con la firma de contrato de exploración a riesgo con empresas foráneas, esto se debe a que es necesario grandes montos de capital, con los que nuestro país no cuenta, para la realización de pozos con cada vez más difíciles trayectorias y dificultades geológicas.

El siguiente trabajo va a complementar una metodología básica para la perforación de pozos de petróleo y gas, la cual comienza desde la utilización de los diferentes métodos geofísicos, para la búsqueda de diferentes prospectos, hasta la mención de algunos requisitos elementales para evitar cualquier tipo de accidentes durante la realización de las actividades propias del proceso de perforación.

Por todo lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta otros aspectos, con el presente trabajo se pretende resolver el siguiente **Problema**: Necesidad de perforar los pozos de petróleo y gas con la suficiente argumentación científico-técnica del proceso.

**Hipótesis**: Si se realiza un análisis detallado de los aspectos que intervienen durante el proceso de realización de los pozos de petróleo y gas se puede obtener una metodología que permita garantizar la perforación de los pozos petrolíferos con la fundamentación científico-técnica adecuada.

**Objetivo:** Proponer un sistema de indicaciones metodológicas que permitan la realización de los pozos de petróleo y gas con una adecuada fundamentación científico - técnico.

## **CAPITULO I. ESTUDIO GEOLOGICO Y GEOFISICO DURANTE LA EXPLORACION.**

---

El objetivo primordial de la exploración es encontrar petróleo y esto debe ser considerado una obligación de la Industria Petrolera y de las compañías nacionales o extranjeras que invierten su capital a riesgo para hacer posible el programa exploratorio.

La exploración se efectúa en provincias o regiones que están clasificadas como zonas petrolíferas posibles o probables. Para ello se efectúan una serie de investigaciones tendientes a definir en lo fundamental si existe una sección sedimentaria potente para generar, almacenar y entrapar el petróleo para lo cual se van identificando estos elementos por fases o pasos que se incluyen en este capítulo.

Los trabajos exploratorios se efectúan en todos los países por grupos de trabajo donde se integran y generalmente se ubican bajo una misma estructura organizativa: geólogos, sedimentólogos, reservoristas, geoquímicas, estratígrafos, tectonistas, sísmicos, gravimetristas, magnetometristas.

### **I.1 FASES, ELEMENTOS Y PROCESOS PARA LA EXPLORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS.**

Las fases para desarrollar la exploración de Petróleo y Gas consisten en la aplicación de un sistema de conocimientos en la región que se desee estudiar, que permita de forma gradual delimitar los elementos y procesos que conllevan a dar por concluida la misma, lo cual se logra cuando se ha delimitado el prospecto y calculado sus reservas probadas.

La primera fase la constituye la definición de la existencia de una cuenca sedimentaria con un espesor potente de sedimentos que permitan la maduración y expulsión, la segunda fase la, constituye la definición del sistema petrolero, la tercera fase la constituye la definición de los plays, la cuarta fase constituye la delimitación de los objetivos v prospectos e incluye la evaluación de los recursos y

reservas probables, la quinta fase la constituye la evaluación de las reservas probadas.

Los elementos principales a considerar son: la existencia de rocas madre, rocas reservorio, rocas sello y trampas. Los principales procesos a definir son: maduración de las rocas madre, generación de los hidrocarburos, migración de los hidrocarburos, entrapamiento de los hidrocarburos y tiempo de formación de las trampas, con los cuales se podrá definir si el "timing" es adecuado o no.

### **I.1.1 Investigaciones a ejecutar para cada fase**

Las investigaciones a realizar para cada fase son las siguientes:

- Cuenca Sedimentaria
- Sistema Petrolero
- Plays
- Prospectos y Objetivos

### **Cuenca Sedimentaria**

La cuenca sedimentaria según su definición constituye una depresión geológica rellena de sedimentos formados durante su hundimiento independientemente de la edad en que haya sucedido.

Como elementos fundamentales a definir dentro de la cuenca sedimentaria están:

1. La existencia de un espesor potente de sedimentos que permita la maduración y expulsión.
2. La existencia de sedimentos que sean capaces de generar hidrocarburos (roca madre).
3. La existencia de sedimentos que sean capaces de tener propiedades de roca almacén (roca reservorio).
4. La existencia de sedimentos que sean capaces de detener el paso de los fluidos.



5. La existencia de elementos geológicos que permitan suponer el desarrollo de trampas.

La definición de estos elementos se realiza a partir de la evaluación e interpretación de los siguientes métodos regionales o de reconocimiento.

- ✓ Gravimetría y Magnetometría a escala 1: 100 000-1: 500 000

La interpretación de estos métodos permite delimitar espesores sedimentarios, tipos de corteza terrestre y proximidad a la superficie de rocas magnéticas. Definir los lineamientos tectónicos principales (fallas corticales y transcorticales). Orientar los trabajos sísmicos hacia las regiones más promisorias en cuanto a relleno sedimentario.

- ✓ Sísmica de reconocimiento.

Se utilizan las variantes posibles de la sísmica, o sea, reflexión, sismología que sea resolutivas acorde al tipo de cuenca.

La interpretación de estos métodos permiten: mapear espesores sedimentarios. Revelar los principales lineamientos tectónicos, incluyendo los sistemas de fallas que conforman la estructura geológica de la región en estudio tanto profunda como de la cubierta sedimentaria. Revelar zonas elevadas y deprimidas hipsométricamente.

- ✓ Levantamiento Geológico de superficie.

Permite establecer la columna estratigráfica preliminar y los principales elementos estructurales, tales como: fallas principales, discordancias, tipos de plegamiento, manifestaciones superficiales de hidrocarburos líquidos o gaseosos e incluso sólidos. Da una visión de las posibles rocas madre, reservorios y sellos que puedan encontrarse en la cuenca.

- ✓ Pozos Estratigráficos o de otra categoría.

La existencia de uno o varios pozos estratigráficos o de cualquier categoría dentro o cercanos a la cuenca en estudio le aporta un alto valor a la información, pues brindarán datos en profundidad que servirán para "amarrar" la interpretación de los métodos geofísicos de superficie (gravimetría, magnetometría y sísmica) y para validar la columna estratigráfica preliminar.

✓ Levantamiento Geomorfológico.

Permite delimitar los elementos tectónicos principales con sus diagramas de rosas lo cual conlleva a predecir la dirección y grado de facturación de los sedimentos enterrados.

A partir de los estudios en esta fase se obtienen los siguientes resultados:

Se confecciona el modelo preliminar de desarrollo de la cuenca, incluyendo los principales momentos de la tectónica, de la formación de las rocas madre, de los reservorios y de los sellos.

Se establece en el corte la edad y litología de los sedimentos que pueden constituir rocas madre, reservorios y sellos.

Se establecen los tipos de trampas.

### **Sistema Petrolero**

El sistema petrolero es la fase más importante y decisiva en las investigaciones exploratorias, pues en ella se investigan y definen elementos tales como rocas madre, reservorios, sellos, trampas, y procesos tales como: la generación, maduración de la roca madre y expulsión de los hidrocarburos, así como la formación de la trampa y la posibilidad de migración de los hidrocarburos hacia ella, siendo de gran importancia el tiempo en que se formó cada uno de estos elementos geológicos.

Como ya fueron definidos los conceptos al principio aquí expresaremos las particularidades de estos elementos:

Las rocas madre pueden ser inmaduras cuando su ubicación en el corte geológico esta por encima de la ventana de petróleo en la cual no se generan hidrocarburos líquidos o se generan hidrocarburos líquidos altamente pesados y sulfurosos. Maduras, cuando su ubicación en el corte geológico se encuentra dentro de la ventana del hidrocarburo líquido o del gaseoso, por lo general generan hidrocarburos líquidos de densidades bajas y poco sulfurosos y gas; y las sobremaduras, cuando su ubicación en el corte geológico los hidrocarburos, cesando la misma.

En cuanto a la roca reservorio, la porosidad (capacidad de almacenar fluidos) es el parámetro que se utiliza para clasificarlas, esta puede ser primaria o secundaria por su origen.

La porosidad primaria por lo general se relaciona con rocas clásticas: areniscas, conglomerados, brechas y se tipifica como intergranular y fenestral; la porosidad secundaria por lo general se relaciona con rocas carbonatadas y volcánicas y se tipifica como fracturada, yugular, móldica e intercrystalina. La porosidad se interrelaciona con la permeabilidad y la calidad del reservorio.

El parámetro más importante para definir un sello es su impermeabilidad, también su espesor es importante pues es muy difícil encontrarse rocas sello puras. Las rocas sellos más comunes son: la arcilla, la sal, la anhidrita y las rocas densas de diferentes tipos.

Existen diferentes tipos de trampas pero la clasificación más general es: estructurales, estratigráficas y mixtas. Las trampas estructurales se deben a movimientos tectónicos, pudiendo asociarse a fallas o plegamientos; las estratigráficas se deben a cambios faciales entre los que se encuentran las discordancias, deposición; y las mixtas cuando interviene más de un factor.

Para evaluar estos elementos se realiza el análisis e interpretación de los siguientes datos y métodos:

a) Estudio de posibles rocas madre.

Para realizar el estudio de posibles rocas madre es necesario hacer un reconocimiento en la columna estratigráfica y en afloramientos de la sección geológica, a partir de la litología, coloración y contenido de materia orgánica a simple vista y el ambiente de sedimentación.

Recolección de muestras de rocas para su análisis; este trabajo se realiza en afloramientos a partir de núcleos o muestras de canal de los pozos perforados en la región, sector o área a estudiar o en pozos de otras áreas que tengan las formaciones conocidas o esperadas en el área de estudio.

Análisis en laboratorio para determinar inicialmente el contenido de materia orgánica (COT, expresado en %), la cantidad de hidrocarburo en las rocas (S1, expresado en mg HC/g de roca seca), la cantidad de hidrocarburo formado por pirólisis (S2, expresado en mg HC/g de roca seca), la temperatura máxima de pirólisis de la muestra (Tmax) y el índice de hidrógeno que expresa la calidad de la roca madre (IH, expresado en mg HC/g de COT. Se considera que una roca es capaz de generar Hc cuando tiene un COT > 0.5, aunque la experiencia internacional (Palacas, et al 1987) las rocas carbonatadas con COT > 0.5% constituyen buenas rocas madre; la roca se considera inmadura cuando Tmax < 435°C y madura cuando Tmax > 435°C.

Después de estudiadas e identificadas las posibles rocas madre, se procede a simular el enterramiento del (los) corte que contienen (n) esa roca madre para definir el momento geológico (edad) en que ellas fueron capaces de madurar y expulsar los hidrocarburos.

Otro elemento que se utiliza para esclarecer la presencia de rocas madre e hidrocarburos en una región es el estudio de manifestaciones superficiales de hidrocarburos y su posible correlación con los petróleos conocidos para, de ser posible, establecer la hipótesis de correlación roca madre- petróleo.

A partir de este estudio se define:

- La existencia o no de rocas madres en el área, su tipo y potencial de generación.
- La edad de esas rocas madre.
- La edad de la generación, maduración y expulsión.

#### b) Estudio de rocas reservorio.

Se lleva a cabo el reconocimiento en la columna estratigráfica y en afloramientos de la sección geológica que pueda contener rocas reservorio, a partir de la litología, textura y estructura y la observación de poros, vugulos, cavernas, fracturas, estilolitos, etc.

Recolección de muestras de rocas para su análisis detallado; este trabajo se realiza en afloramientos o a partir de núcleos de los pozos perforados en la región, sector o área a estudiar o en pozos de otras áreas que tengan las formaciones conocidas o esperadas en el área de estudio.

Las muestras seleccionadas se estudian en los laboratorios de: sedimentología, donde se describe la litología y características del espacio poroso de forma macroscópica y microscópica; petrofísica, donde se determinan las propiedades más comunes que identifican a un reservorio, o sea, porosidad y permeabilidad, además de la solubilidad, arcillosidad y densidad volumétrica y mineralógica. De existir pozos, se interpretan los registros geofísicos y se seleccionan de forma cualitativa los intervalos posibles reservorios y de forma cuantitativa se determina la porosidad y de ser posible la permeabilidad.

Toda la información disponible se integra y se establecen los intervalos estratigráficos que constituyen reservorio.

Con este estudio se define:

1. La existencia o no de rocas reservorio en el área y sus propiedades.
2. La edad de esas rocas reservorio.
3. La calidad de los reservorios y tipo de porosidad predominante.

c) Estudio de rocas sello.

Se realiza un estudio y reconocimiento en la columna estratigráfica y en afloramientos de la sección geológica que pueda contener rocas sello, a partir de la litología, textura y estructura.

Recolección de muestras de rocas para su análisis detallado; este trabajo se realiza en afloramientos o a partir de núcleos de los pozos perforados en la región, sector o área a estudiar o en pozos de otras áreas que tengan las formaciones conocidas o esperadas en el área de estudio.

Las muestras seleccionadas se estudian en el laboratorio de sedimentología, donde se describe la litología y los minerales que contiene la roca además de la

ausencia de poros o de porosidad secundaria. De existir pozos, se interpretan los registros geofísicos y se seleccionan de forma cualitativa los intervalos posibles sellos y de forma cuantitativa se determina la porosidad, su espesor y el coeficiente de homogeneidad que es igual a:

$$C_{\text{hom}} = \frac{H_{\text{sello}} - H_{\text{reservorio}}}{H_{\text{total}}}$$

Donde:

$C_{hom}$  : Coeficiente homogeneidad;

$H_{sello}$  : Espesor de rocas sello puras;

$H_{reservorio}$  : Espesor de rocas reservorio contenidas dentro del sello;

$H_{total}$  : Espesor total de la secuencia sellante.

Este coeficiente se calcula pues no existe en la naturaleza un sello puro, siempre ocurren intercalaciones de rocas reservorio. El coeficiente de homogeneidad debe ser superior a 0.6 pero también hay que considerar el espesor total de la secuencia sellante.

Toda la información disponible se integra y se establecen los intervalos estratigráficos que constituyen sello.

Con este estudio se define:

- La existencia o no de rocas sellos en el área y su litología.
- La edad de esas rocas sello.
- La calidad de los sellos y su coeficiente de homogeneidad.

#### d) Estudio de las trampas.

Para la identificación de las trampas hay que utilizar un cúmulo considerable de información y métodos que son:

1. Datos existentes de la cuenca sedimentaria, o sea la geología, el régimen tectónico- imperante en las épocas geológicas en el área de estudio, el modelo preliminar de la cuenca.
2. Sísmica, mediante la cual se puede identificar el tipo de trampa y la edad de formación de la trampa a partir del reconocimiento de las discordancias y los plegamientos concordantes o discordantes con ellas.
3. Geomorfología, mediante la cual se definen los movimientos recientes y las principales direcciones de los movimientos.
4. Analogía con otras regiones de geología y tectónica similares.
5. Clasificaciones generales y particulares de los tipos de trampas.

Con este estudio se define:

- La existencia o no de trampas en el área.
- La edad de formación de las trampas.
- Los tipos de trampas existentes en el área.

Después de definidos los elementos y procesos existentes en el área, región o sector objeto de estudio, se integra toda la información y se establece el tiempo geológico de duración de todos los elementos que se ubican en la cuenca y su concordancia o no.

Se establece la existencia o no del sistema petrolero.

### **Plays**

Después que se ha logrado delimitar la existencia de los elementos del sistema petrolero en una región, sector o área, el siguiente paso es determinar la existencia o no de uno o varios plays. Para esto hay que ejecutar en el campo un grupo de investigaciones geofísicas y geológicas con un grado de detalle que permita establecer dentro de la región las distintas asociaciones de estructuras, reservorios, y sellos que juntos constituyen la trampa, con su roca madre lo cual definirá el número de plays existentes.

Después de definidos los diferentes plays presentes en el corte se realiza un análisis del sistema petrolero independiente para cada uno de ellos.

Estos estudios se llevan a cabo por CEINPEY y DIGICUPET que son las entidades de CUPET con especialistas preparados y organizados para hacerlo.

Las compañías operadoras por su parte llevan a cabo estos estudios con sus especialistas propios o contratados.

### **Prospectos y Objetivos**

La delimitación de objetivos y prospectos en una región, área, sector o bloque es una investigación donde se realiza si el estudio integral y multidisciplinario de los factores que inciden en este tipo de evaluación, o sea: estructuración, reservorios y sellos, llenado de las trampas. Cada uno de ellos la evaluación e interpretación de un conjunto de métodos e incluso la ejecución en el campo de algunos de ellos como: sísmica de detalle, geomorfología, geología, geoquímica; también deben



precisarse las propiedades de las rocas reservorios, tales como procesos diagenéticos, comprobaciones de los sistemas porosos en profundidad, posición estructural y área variaciones faciales o cambios de las propiedades; estudios geoquímicos mas detallados para establecer espesor generador y otros parámetros, la ubicación de la cocina de petróleo y las vías de migración. En esta fase se evalúan los recursos y reservas posibles.

#### A. Estructuración.

##### ➤ Geomorfología, Imágenes de Satélites.

Mediante la aplicación de estos métodos se define el contexto estructural regional y la imagen de los principales elementos tectónicos su dirección y buzamiento, se clasifican las fallas que conforman las estructuras y las que sirven para la migración de los HC, se contonean estructuras circulares, diagramas de rosas y otros elementos particulares.

##### ➤ Estratigrafía.

Se perfila la columna estratigráfica ya no al nivel de región sino de áreas que pueden contener cambios respecto a la columna generalizada. La estratigrafía de detalle sirve de base para el modelo geológico a aplicar.

##### ➤ Gravimetría, Magnetometría escala 1: 10 000 - 1: 1 00 000.

Mediante el uso de estos métodos se puntualizan los elementos estructurales que se pueden destacar a diferentes profundidades, se contonean las principales fallas y su dirección.

##### ➤ Sísmica

En esta fase se ejecuta en el campo un volumen de líneas sísmicas que sea capaz de delimitar estructuras reveladas anteriormente por la sísmica regional, se procesan e interpretan y se definen los cierres de las estructuras. Se delimitan los objetivos y prospectos desde el punto de vista estructural. Una estructura geológica se puede considerar como un prospecto cuando esta cerrada estructuralmente por un horizonte sísmico correlacionado y calibrado como mínimo en tres líneas sísmicas: dos perpendiculares al rumbo y una longitudinal de amarre por el rumbo.

Con la sísmica se realizan otros estudios tales como: análisis secuencial, sismoestratigrafía con los que se definen discordancias, facies sedimentarias que pueden ser sellos, reservorios o rocas madre. Se mapean en el área estos cuerpos rocosos y la posible cocina.

Con este estudio se logra la:

- Identificación regional y local de estructuras;
- Ubicación de rocas reservorios y sellos;
- Modelo Geólogo- Tectónico;
- Identificación de estructuras que constituyen Objetivos y Prospectos.

#### B. Reservorios y sellos.

La existencia de la estructura en si no significa que esta pueda perforarse sin considerar otros elementos como la posibilidad de que haya reservorios capaces de contener los hidrocarburos. Para esto se estudian otros parámetros de la roca posible reservorio ya identificada en el sistema petrolero.

Los parámetros más comunes a definir son:

1. Compactación: la compactación define la perdida de la porosidad con la profundidad, por lo que, hay que establecer dependencias entre estos factores y conocer la profundidad crítica en la que la roca deja de constituir un reservorio eficaz.
2. Porosidad límite: este parámetro define cual es el valor mínimo de porosidad en que el reservorio es capaz de producir líquidos o gas.

Valores de porosidad por datos de pozo o comparando pozos con sísmica.

Se realizan otros estudios en dependencia de los datos que se posean, por ejemplo si hay pozos perforados dentro de la región y están en diferentes posiciones estructurales se estudia el tipo de porosidad en cada posición estructural.

Después de definida la porosidad en cada punto, se confecciona un mapa de isopacas con este parámetro y se define en cada prospecto su incidencia. Los prospectos que tengan porosidades por debajo del límite como reservorio tendrán en contra este factor, los que tengan porosidades por encima del límite tendrán a favor este factor.

Si el reservorio no tiene rocas sellos que lo cubran, este será un factor negativo en el prospecto que puede estar tan elevado que no exista esta condición. Por ello el estudio y mapeo de las rocas sello también es un factor importante a considerar. En Cuba por lo general los sellos regionales están asociados a los sedimentos.

### C. Llenado de los prospectos, cálculo de los recursos hipotéticos.

Este es un paso principal, pues después de identificadas las trampas con buenos reservorios y sellos es necesario conocer si estas fueron cargadas, o sea, llenadas con hidrocarburos y su cuantificación.

Para la realización de este estudio existen varias metodologías siendo la más utilizada la modelación de la cuenca que se aplica mediante simulación con software como el "BASIN MOD", para lo cual es necesario conocer varios parámetros, tales como:

- Porosidad inicial (%) que es la porosidad media medida en la interfase agua-sedimento, esto es, la porosidad observada en el tope de la columna sedimentaria.
- Decrecimiento de la curva de porosidad (1/km). Este parámetro controla la tasa de disminución de la porosidad con la profundidad (compactación).
- Espesor de roca madre generadora (m); es el espesor medio de aquella porción de roca madre con buen contenido de materia orgánica.
- Profundidad para el tope de la roca generadora (m); es la profundidad en metros del tope de aquella porción de roca madre realmente considerada como generadora.
- Área en planta de la roca generadora del prospecto (km<sup>2</sup>); es el área en km<sup>2</sup> de aquella región donde existe roca generadora en condiciones estructurales favorables para abastecer al prospecto. Se toma el área de roca madre en cocina.
- Potencial generador inicial (%); es la fracción de materia orgánica expresada en porcentaje capaz de generar hidrocarburos. Es variable y depende del tipo de materia orgánica; para la materia orgánica tipo 1 es del 89.5%, el tipo 2 es 69.5% y el tipo 3 es 61.3%.

- Tasa de conversión de la materia orgánica; es la tasa media de conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.
- Eficiencia y migración primaria (%); es la cantidad máxima de hidrocarburos que puede ser expulsada de la roca; posee una estrecha relación con el contenido de materia orgánica.
- Densidad de los hidrocarburos (g/cm<sup>3</sup>): es la densidad de los hidrocarburos medida en la superficie.
- Volumen de roca drenada la migración secundaria (km<sup>3</sup>); es el volumen existente en la región que se interpone entre la roca generadora y el reservorio que sirve como vía de comunicación.
- Factor de pérdida (%) (Saturación residual); es la fracción de volumen porosos de la roca drenada que queda saturada con hidrocarburos.
- Volumen total estimado para el reservorio (km<sup>3</sup>); es el volumen total de estructura posible a almacenar, o sea, desde el cierre hasta la cúpula.
- Porosidad media estimada en el reservorio (%); es la porosidad media en el reservorio.
- Profundidad de la base del reservorio (m); es la profundidad del límite inferior del reservorio.
- Por ciento de recuperación estimada en el reservorio (%); es el por ciento que se obtiene por la recuperación, o sea, es por ciento de petróleo "in situ" que es recuperable por métodos primarios.

Con todos estos parámetros se calculan los recursos de hidrocarburos hipotéticos existentes en cada estructura mapeada.

Las reservas posibles tienen un error de  $\pm 70\%$  pues se calculan en estructuras aledañas y semejantes a los prospectos que tienen calculadas las reservas probadas y probables. El método de cálculo que se aplica es probabilística asignándole a los parámetros fundamentales que integran el cálculo de las reservas (área, espesor efectivo, porosidad, saturación de petróleo y gas y coeficiente de recuperación), valores mínimos, medios y máximos con un por

ciento de probabilidad que depende fundamentalmente de la experiencia del calculista y del grado de semejanza de la estructura calculada con los patrones.

## **I.2 PERFORACIÓN EXPLORATORIA Y EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES**

Después de definidos los prospectos el próximo paso es la perforación de pozos exploratorios, comenzando con uno ubicado en el centro de la estructura cuyo objetivo principal es demostrar la capacidad gasopetrolífera del prospecto revelado, lo cual se realiza a través de ensayos durante la perforación y/o posterior a su conclusión y mediante la explotación experimental en un periodo tal que permita definir los parámetros esenciales que se explicarán más adelante.

En este pozo se recomienda ejecutar el Perfilaje Sísmico Vertical que constituye una modalidad de la sísmica de reflexión que permite calibrar las fronteras sísmicas con el objetivo de puntualizar la geomorfología y profundidad de yacencia del horizonte sísmico de apoyo que sirvió para su ubicación.

En caso de demostrarse la existencia de hidrocarburos se calcula las reservas probables para toda la estructura y las probadas en un radio alrededor del pozo, equivalente al radio de drenaje del mismo.

Para calcular las reservas probadas hay que delimitar por perforación los flancos de la estructura, por lo que se perforan varios pozos de evaluación. El número depende de la información sísmica existente, en caso de ser muy confiable la información sísmica y no existir cambios faciales importantes, se debe perforar no menos de 1 pozo por cada 2km<sup>2</sup>; en caso contrario se debe duplicar o triplicar el número de pozos. Al menos 2 de estos pozos deben perforarse hasta encontrar el acuífero para definir el contacto agua-petróleo (CAP).

Existen varios métodos para calcular las reservas, el más conocido y sencillo cuando se posee el mínimo de datos es el volumétrico que consiste en determinar el volumen de petróleo aplicando la siguiente fórmula:

$$Q=A*hef* \varnothing * Sp* \beta$$

Donde:

Q: cantidad de petróleo in situ, expresado en  $m^3$ .

A: área

hef: espesor efectivo saturado.

$\emptyset$ : porosidad.

Sp: saturación de petróleo.

$\beta$ : factor de contracción del petróleo.

El área se determina midiendo el contorno de la estructura ya delimitada por los pozos perforados. El espesor efectivo saturado consiste en el espesor de roca reservorio capaz de entregar fluido (con porosidad mayor que la porosidad límite para entregar fluidos) entre el CAP y el tipo de la capa en cada pozo y los datos petrofísicos de los núcleos. El coeficiente de contracción se determina a partir de análisis PVT de muestras de petróleo del (los) pozo (s) donde se haya hecho.

Después de determinar la cantidad de petróleo in situ (Q) se calculan las reservas extraíbles multiplicando por el coeficiente de recuperación (%R) el cual se determina por simulaciones a partir de los datos de producción experimental.

Las reservas calculadas por este método tienen un error de  $\pm 10\%$  para las probadas y un 40% para las probables. Para pasar de reservas probables a probadas es requisito la perforación de pozos de evaluación.

Los métodos de cálculo de reservas probadas a partir de los datos de producción experimental son más exactos pero requieren mucha más información y una historia de la producción por lo que, en la primera etapa se utiliza el volumétrico por su rapidez.

### Importancia de las rocas

Múltiples son las aplicaciones que se derivan del estudio de las rocas. Para los geólogos constituyen la clave que registra la historia de una región determinada. Algunos investigadores han dicho poéticamente que las rocas constituyen las páginas donde se escribió la historia de la Tierra.

Pero la aplicación más importante la encuentra la petrografía (ciencia que estudia las rocas) en el campo económico, ya que las rocas acompañan a determinados yacimientos minerales de alto valor.

Así, vemos en Cuba como las lateritas niquelíferas se desarrollan siempre a expensas de las rocas serpentínicas, los minerales de manganeso se encuentran entre rocas vulcanógeno sedimentarias, etc.

En la ingeniería la petrografía encuentra un campo de aplicación conocido. No es posible acometer la construcción de una presa o de una carretera sin el conocimiento de las rocas que constituyen los terrenos implicados. Asimismo, en la agricultura, el estudio de los suelos depende esencialmente de las rocas que los originaron.

Por último, en el campo del arte, las rocas han servido al hombre para plasmar sus más nobles ideales: así sucede en la escultura y en la arquitectura. Por todos son conocidos las rocas ornamentales, tales como el granito y el mármol.

### Rocas Ígneas

Múltiples y variadas son las teorías sobre el origen de nuestro planeta, pero aproximadamente todas coinciden en que el mismo sufrió una etapa de fusión, transcurrida la cual, ocurrió la solidificación de su corteza. Claro que la corteza primitiva debió ser muy diferente a la de hoy, pero sí es evidente que las primeras rocas se formaron por el enfriamiento del material fundido preexistente. Como este material preexistente se presentaba en estado de ignición, tales rocas pueden denominarse ígneas. Evidencias del estado ígneo son las lavas procedentes de los volcanes actuales. No todas las rocas llamadas ígneas parecen tener un mismo origen, sino que en su formación pueden ocurrir algunos fenómenos complementarios. Algunos petrólogos califican las rocas ígneas como eruptivas, término con el cual quieren reflejar el ascenso de las fusiones desde la profundidad al seno o superficie de la corteza terrestre. Otros petrólogos denominan las rocas ígneas como magmáticas, aludiendo a su derivación a partir del magma fundido. Se puede considerar la terminología ígnea, eruptiva, magmático como sinónimos. En Cuba el término más arraigado es el primero.

### Rocas sedimentarias

Una vez situadas las rocas ígneas en la corteza terrestre, quedaron expuestas y sometidas a los agentes de la meteorización, tales como los de la atmósfera, los



cuales, por una parte, desintegraron mecánicamente las rocas y, por otra, las descompusieron químicamente. Los productos así obtenidos, uno pudieron transportarse, otros quedaron residualmente. Aquellos que se transportaron lo hicieron por varias vías: mecánicamente, como un río arrastra sus guijarros, en suspensión como las arcillas o en forma de verdaderas soluciones, cuyo destino final es precipitar en una cuenca, generalmente el mar. Todos estos productos, con el transcurso del tiempo, se pudieron consolidar por sedimentación, dando lugar a un segundo tipo de rocas que justamente pueden calificarse como sedimentarias.

### Rocas Metamórficas

Pero, no es la meteorización el único agente modelador de la corteza terrestre, sino que, además, en ella ocurren procesos de gran o mayor importancia, cuales son los plegamientos de las cadenas montañosas, las fracturas de las rocas, fenómenos de magmatismo profundo o superficial como el caso del vulcanismo. Por lo tanto, las rocas previamente formadas, tanto ígneas como sedimentarias, estuvieron sujetas a todos estos eventos, que implican fuertes variaciones de presión y temperatura. Y como reacción a los mismos se adaptaron exhibiendo ahora nuevas características. Se obtiene así un tercer tipo de rocas a partir de las dos anteriores, denominadas con propiedad rocas metamórficas.

### **I.3 REGISTROS GEOFÍSICOS QUE SE REALIZAN EN LOS PETROLÍFEROS Y/O GASÍFEROS.**

Existen gran variedad de registros geofísicos que se realizan en los pozos, cada uno con diversos objetivos, entre los cuales podemos señalar: determinación de propiedades físicas del corte, estado técnico del pozo, cálculo de parámetros para la realización de los cálculos de reservas y simulaciones numéricas de yacimientos, etc. Aunque existen muchos otros, los más utilizados en nuestro país son: CNL, NGS, CBL, GR, DLL, MSFL, LDL, BHC, FMI, CAL, CCL, Temperatura

### Neutrón Compensado (CNL)

Es un registro en el cual se envían a la formación neutrones y se detectan estos después de interactuar con la formación, en realidad lo que detecta es contenido de Hidrógeno ya que entre los neutrones y los núcleos de hidrógeno se producen choques casi elásticos debido a que ambos tienen una masa muy similar. Este estudio es el idóneo para determinar porosidad total, a partir de la cual se determina porosidad efectiva corrigiéndola por el contenido de arcilla, siendo este el valor que se utiliza para calcular la Saturación de agua ( $S_w$ )

### Espectrometría Gamma Ray (NGS)

Todas las rocas emiten radiaciones Gamma (los elementos fundamentales que emiten radiaciones Gamma son: Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K). El Torio y el Potasio se utilizan para determinar volumen de arcilla. Se registran dos curvas: SGR donde aparece la radiación total (U+Th+K) y CGR donde se elimina la radiación de Uranio y se deja pasar la de Th y K, el Uranio se encuentra presente en los bitúmenes, fracturas y materia orgánica, mientras que Torio y Potasio aparecen en arcillas fundamentalmente. La variación de estas curvas (su separación) da idea del grado de fracturación. Este estudio es extremadamente útil para la identificación litológica del corte, por ejemplo: en Vega Alta, que es un sello arcilloso; tiene un contenido de Uranio bajo, pero contenido alto de Torio y Potasio, las curvas se observan pegadas y con valores altos.

Es un registro de ubicación por excelencia, que se utiliza para correlacionar los otros. Determina el volumen de arcilla y composición mineralógica del corte. Se puede correr en pozos encamisados

### (CBL) Determina "Calidad de la Cementación"

Es un Registro Sónico (Acústico). Se emite una señal sonora hacia la TR y se recibe en dos receptores. Se analiza el tiempo, amplitud, si la amplitud de la señal es baja, o sea que hay mucha atenuación, indica que la calidad de la cementación es buena. Consta además de un registro de densidad variable (VDL) que nos permite tener una información más detallada de la calidad de la cementación

### Gamma Ray (GR)

Registra radiaciones Gamma naturales. Se utiliza en sentido general para correlacionar puede utilizarse para definir los topes de las formaciones geológicas, en este caso se debe utilizar combinado con otros registros, por ejemplo Neutrón. Cuando no se puede definir (Ej.: en arenas), se baja una herramienta neutrónica o radioactiva que emite Rayos Gamma y se pone dentro del primer DC antimagnético.

### Doble Laterolog (DLL)

Compuesto de 2 curvas (Laterolog Profundo y Laterolog Somero). Registra resistividad de la zona virgen y resistividad de la zona invadida. El Laterolog Profundo penetra 2m y el Laterolog Somero penetra 1.5m. Se utiliza para calcular la saturación de agua ( $S_w$ ). Este Registro se realiza relativamente centrado en el pozo. 1- saturación agua = saturación petróleo. Los valores bajos de resistividad pueden ser debidos a la presencia de agua, arcilla, minerales conductores (pirita),etc.

### Microresistencia (MSFL)

Es un Laterolog Microesférico. Se utiliza para determinar la resistividad en la zona lavada por la invasión del filtrado del lodo. Es una herramienta de microresistividad que consta de un elemento de goma con electrodos, que se pasa pegado a la pared del pozo. Está influenciado de la resistividad del lodo. Se puede utilizar como un indicador de fracturas y para valorar de forma cualitativa, la presencia de una zona acuífera.

### Registro de Litodensidad (LDL)

Es un registro gamma que determina densidad, a partir de la cual se obtiene la porosidad total. Se emite una radiación gamma que interactúa con la formación y se recibe radiación gamma. Se aprovecha el "Efecto Compton" (resultados de las interacciones de los cuantos gamma con la materia en general). En este caso, se detecta realmente la densidad electrónica (aproximadamente igual a la densidad mineralógica) que permite determinar porosidad total de la roca (%),(partiendo de

las densidades). Se pasa pegado a la pared del pozo y se afecta mucho por las variaciones del diámetro del pozo, rugosidades en el caño, etc. Para obtener una Porosidad Efectiva, al igual que en el caso de la porosidad por neutrón, se corrige por el volumen de arcilla. Se registra también una curva de Factor Fotoeléctrico (la emisión de fotones), para la determinación mineralógica y la litología de la roca, así como para detectar la existencia de barita ( $\text{BaSO}_4$ ).

La barita tiene un factor fotoeléctrico anómalamente alto, mientras que la caliza tiene un valor bajo, cuando hay un pico, se debe fundamentalmente a la presencia de barita dentro la formación geológica, producto de la invasión de la misma por el filtrado de lodo. El registro de litodensidad consta además de una curva de porosidad, obtenida a partir de los valores de densidad y otra de corrección de la densidad.

(FMI):

Registro de microimágenes. A partir de 192 curvas de microresistividad se obtiene una imagen de la pared del pozo, donde se pueden apreciar claramente las características litológicas y estratigráficas de la formación (textura, existencia de fracturas, ángulos de inclinación de las capas, fracturas y dirección del buzamiento, presencia de fallas, etc).

Registro sínico compensado (BHC)

A partir de la emisión de una señal sónica (acústica), que viaja a través de la formación, se puede determinar la porosidad; como este registro no es afectado por la presencia de fracturas, se puede considerar la porosidad obtenida, como de la matriz, por lo cual se puede utilizar para valorar la porosidad secundaria a partir de su comparación con los registros CNL o LDL que nos presentan la porosidad total

Cavernometría (CAL)

Registro de cavernometría, se utiliza para determinar el diámetro del pozo, puede correrse de forma independiente o formando parte de otras herramientas, por ejemplo el FMI

## Termometría

Aunque no se utiliza con mucha frecuencia, puede utilizarse para determinar la altura del anillo de cemento, durante el tiempo de fragüe del mismo en el espacio anular, así como para determinar el gradiente geotérmico, zonas de entrada de agua, etc

## **CAPITULO II. CONCEPTOS BASICOS Y METODOS DE PERFORACION.**

---

### **II.1 FACTORES A TENER EN CUENTA PARA LA PROYECCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS PETROLIFEROS**

A la hora de proyectar y construir un pozo se deben tener en cuenta una serie de factores que intervienen en la realización del proyecto de perforación, entre los cuales se encuentran:

- Los tipos de formaciones geológicas a perforar.
- Litología de las formaciones geológicas a atravesar.
- Estudio detallado de la perforación realizada con pozos anteriores en el yacimiento.
- Descripción litológica detallada de cada formación geológica que será perforada.
- Estudio de los núcleos realizados en los pozos anteriores.
- Gradiente de presión de cada formación geológica.
- Profundidades topes de cada formación geológica.
- Estudio detallado de los complejos de registros eléctricos realizados en el yacimiento.
- Profundidades de las posibles zonas de pérdidas parciales o totales de circulación.
- Plan del complejo de registros geofísicos a realizar en cada intervalo.
- Estudio detallado de los tipos de fluidos de perforación y parámetros reológicos utilizados en los pozos anteriores.
- Tipos de fluidos a utilizar en cada intervalo y sus parámetros reológicos.
- Intervalos de posibles manifestaciones de agua, gas y/o petróleo.
- Azimut proyecto del pozo.
- Coordenadas de superficie, al tope de la capa productiva y en el fondo del pozo.
- Tabla de desvío del pozo. (intervalo recto, intervalo de aumento o caída de áng. intervalo de estabilización, intervalo horizontal).

- Programa de encamisado y cementación de cada intervalo. (camisa guía, conductora, intermedia, liner de explotación).
- Desplazamiento por intervalos y desplazamiento total.
- Estudio del mapa estructural de los objetivos o capas productivas a encontrar para su desarrollo y explotación (definición de la profundidad del contacto agua-petróleo).

La proyección de un pozo petrolífero debe permitir la elaboración de un programa de perforación que sea viable, con un costo mínimo y factible su realización.

Los rangos de densidades para las presiones normales de perforación son de (1020 a 1140)  $\text{kg/m}^3 = (8.5 \text{ a } 9.5) \text{ lb/gal}$  y para las Presiones Anómalas son de (1430 a 2200)  $\text{Kg/m}^3 = (12 \text{ a } 15) \text{ lb/gal}$ . Los intervalos con presiones muy bajas son perforados con densidades menores a la normal y son potencialmente posibles pérdidas de circulación del fluido de perforación. Los intervalos con presiones de formación mayores a la normal afectan el plan de perforación y terminación del pozo, constituyendo aumentos de los costos del pozo.

## **II.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS PETROLIFEROS. OBJETIVOS DE CADA UNO DE ELLOS.**

Llámesese pozo petrolífero a la excavación minera cilíndrica que se construye sin el acceso del hombre a ella y que tiene el diámetro (en cantidad) muchas veces menor que la longitud del mismo.

El origen del pozo se llama boca; la superficie cilíndrica, pared; y la parte baja, fondo. La distancia desde la boca hasta el fondo por el eje de la excavación determina la longitud del eje, y por la proyección del eje en la vertical, su profundidad.

Los pozos se perforan, como regla, con la reducción del diámetro de intervalo a intervalo. La profundidad de los mismos varía dentro de amplios límites: desde varias decenas hasta miles de metros.

A. Teniendo en cuenta los trabajos de prospección geológica para el petróleo y el gas, los pozos se clasifican en:

1. Para los trabajos geológicos geofísicos regionales se utilizan los pozos paramétricos, cuyos objetivos son;
  - Estudio de la constitución geológica profunda, de regiones poco estudiadas.
  - Evaluación de las perspectivas gasopetrolíferas de las zonas de posibles acumulaciones de hidrocarburos.
  - Estudio de los parámetros geofísicos del corte, para la interpretación de las investigaciones geofísicas.
2. Para la preparación de áreas o estructuras para la perforación de búsqueda se utilizan los pozos estructurales.
  - Detallar la constitución de las estructuras perspectivas.
  - Estudio de las fallas tectónicas.
  - Estudio de bloques separados.
3. Para la búsqueda de acumulación de petróleo y gas se utilizan los pozos de búsqueda.
  - Descubrimiento de nuevos yacimientos de petróleo y gas.
  - Descubrimientos de nuevos depósitos dentro de los límites del yacimiento (por encima o por debajo del horizonte productor establecido).
  - Descubrimiento de nuevos depósitos en bloques tectónicos separados.
  - Evaluación de las reservas en diversas categorías.

Se realizan cortes de núcleos, registros de hidrocarburos, prueba de formación, ensayo de los horizontes productivos, se cogen muestras de petróleo, gas y agua, se hace registro geofísico.
4. Para la exploración de yacimientos de petróleo y gas se utilizan los pozos de exploración.
  - Evaluación de las reservas en categorías industriales.
  - Investigaciones de las capas productoras.
  - Explotación experimental.



Se hacen cortes de núcleos, se cogen muestras de agua, petróleo y gas, se hace prueba de formación, ensayo, explotación experimental, investigación geólogo geofísica.

5. Para la explotación de yacimientos de petróleo y gas se utilizan los pozos de explotación.

- Extracción de petróleo y gas de un determinado horizonte.
- Preparar la adecuada explotación.

A la categoría de explotación pertenecen los pozos:

Pozo de Evaluación: para determinar los parámetros y régimen de trabajo de la capa.

- Para la definición de las fronteras entre distintos bloques.
- Evaluar la explotación de zonas aisladas.
- Lograr una extracción óptima.

Pozos de Explotación: para la extracción de petróleo o gas de un depósito.

Pozos de Inyección: para estimular la capa productora

La inyección puede ser de agua, gas, aire, etc.

Pozos de Observación: Observación del cambio de presiones en los contactos agua- petróleo, gas-petróleo, gas-agua durante la explotación.

Se cortan núcleos e investigaciones geólogo-geofísicas.

B. Teniendo en cuenta el ángulo de inclinación con respecto a la vertical, los pozos se pueden clasificar en:

- Pozos verticales.
- Pozos inclinados.
- Pozos horizontales

Los pozos verticales son aquellos que forman un ángulo recto con respecto a una línea imaginaria que pasa por la base del equipo de perforación.

Los pozos inclinados son aquellos que forman un ángulo entre 0 y 60 grados con respecto a la línea imaginaria citada en la explicación anterior.

Los pozos horizontales son aquellos que comprenden un ángulo entre más de 60 y hasta 90 grados con respecto a la línea ya mencionada.

La importancia de estos pozos radica en proveer de un conducto el mayor tiempo posible que asegure la salida segura y sin ningún tipo de contaminación con otro tipo de fluido presente en los diferentes estratos, ni el desvío del fluido principal a dichos estratos, hasta la superficie donde será tratado para su posterior utilización.

### **II.3 MÉTODOS DE PERFORACIÓN**

Antes de nuestra era en China fueron perforados pozos para la extracción de agua salada, manual y con herramienta de bambú (de aproximadamente 500m). Los romanos utilizaron cucharas de hierro y los egipcios instrumentos de bronce con diamante.

El primer pozo para la explotación de petróleo estuvo cerca de Bakú (Rusia 1848) con el Sistema Percutante Bakú y se usó en 1859 en Pensilvania. En 1861 se usó en Rumania el Sistema Percutante Canadiense con herramienta de madera.

Los principales métodos utilizados durante la historia de la perforación han sido los siguientes:

- Percutante Seca.
- Percutante Hidráulica.
- Perforación Hidráulica Rotativa (con mesa rotaria).
- Perforación Rotativa con Motores de Fondo o Turbo.
- Perforación Rotativa con motor a la cabeza del tren de varilla (Top Driver).

#### **1) Sistema de Perforación Percutante Seca**

Consiste en la destrucción de las rocas por golpes y rotación manual desde la superficie, (balancín, motor, transmisión, mecanismo de biela –manivela). El lodo formado y los cortes se sacaban con la cuchara. La estabilidad de la pared se lograba con una camisa de revestimiento en movimiento permanente. La velocidad mecánica era reducida y necesitaba muchas camisas.

## 2) Sistema de Perforación Percutante Hidráulico

Con tuberías y bombeo de fluidos por el interior, para evacuar los cortes (H: 1200m, se usó hasta 1925).

## 3) Sistema de Perforación Hidráulica Rotativa con la mesa rotaria (1901)

Con la introducción de este método se aumentó la velocidad mecánica y la profundidad de los pozos, también se redujo el número de camisas de revestimiento.

En 1925 al 1930 se introducen el Indicador de Peso, barrenas nucleadoras, tuberías pesadas de perforación, Equipos de perforación con motores eléctricos, térmicos, etc.

## 4) Sistema de Perforación Rotativa con Motores de Fondo

En la antigua URSS se utilizaron las Turboperforadoras y los Motores Eléctricos de Fondo

Las Turboperforadoras se basan en el principio de funcionamiento de una turbina hidráulica (con rotores y estatores) situado encima de la barrena y accionado por la circulación del fluido de perforación. Es un método moderno donde se obtienen grandes velocidades mecánicas, aumento de las profundidades, disminución de las averías y mayor posibilidad de desvío de los pozos inclinados dirigidos. Ya se han alcanzado profundidades mayores de 10000m.

El desarrollo de la técnica y la tecnología del proceso de perforación hacen posible el crecimiento continuo de la producción y nos permiten un alto conocimiento de la posible ubicación de las reservas de petróleo y gas. Este es el método más utilizado en nuestro país debido a las ventajas (ya mencionadas) que presenta.

### **II.3.1 Herramientas y dispositivos que se utilizan para la perforación.**

El proceso de perforación se basa en la acción de la barrena sobre el fondo del pozo para producir la destrucción de las rocas. Los recortes obtenidos son llevados a la superficie por medio de los fluidos de perforación. Los recortes se mantienen en suspensión en el fluido de perforación y por la velocidad que se asegura en el espacio anular entre la pared del pozo y la herramienta de

perforación, llegan a las zarandas vibratorias (donde se separan los recortes de las formaciones geológicas). El fluido va cayendo en los tanques de recepción y con las bombas de lodo se bombea hacia el interior del caño del pozo (a través del interior de la hta. de perforación). Esto constituye un circuito cerrado de circulación.

Los recortes obtenidos son analizados por el geólogo del pozo, pudiéndose determinar los tipos de rocas y sus propiedades físico-mecánicas.

Las tuberías de perforación son las que permiten dar el peso necesario sobre la barrena para poder destruir las rocas.

### **II.3.2 Composición de la herramienta de perforación**

#### **Barrena de Perforación:**

De toda la herramienta de perforación, la barrena constituye el elemento principal pues es la que provoca la destrucción de las rocas, permitiendo el avance en profundidad. De su construcción, características técnicas y utilización óptima, depende el aumento de la velocidad mecánica, la reducción de los gastos y por ende, la eficiencia económica del proceso de perforación. Su principio de funcionamiento se basa en el corte de la roca y la evacuación de los recortes hacia la superficie por intermedio del fluido de perforación, el cual contribuye al enfriamiento y lubricación de sus componentes.

Clasificación de las Barrenas de Perforación:

Según su destino de perforación: Barrenas para realizar el corte en toda el área del caño del pozo.

- Barrenas nucleadoras (para extraer muestras).
- Barrenas pilotos (sirven de guía para después ensanchar).
- Barrenas especiales para trabajos auxiliares (de una piña, bicéntrica, etc.).

Según el principio de destrucción de las rocas:

- Barrenas que destruyen las rocas por corte y volteo (Barrenas de Paletas).

- Barrenas que destruyen las rocas por corte y trituración (Barrenas de Piñas).
- Barrenas que destruyen las rocas por trituración (Barrenas de insertos, de diamantes).

En general tenemos varios tipos de barrenas:

- Barrenas de Paletas (se utilizan en la industria petrolera y en la perforación de pozos de agua).
- Barrenas de tres conos o piñas (son las más utilizadas en la industria petrolera)
- Barrenas de diamantes (se utilizan en formaciones geológicas duras y para disminuir los costos de maniobras).
- Barrenas de Diamantes Policristalinos Compactos (PDC).

Utilización de las barrenas de piñas:

Pueden estar formadas por 1, 2 o 3 piñas; las hay de dientes fresados y de insertos o calzos de tungsteno. Las de dientes fresados se utilizan para perforar formaciones suaves a medios suaves y las de insertos para formaciones medias a duras (siendo estas últimas las más caras).

Son muy eficientes en el proceso de perforación y entre sus partes componentes podemos citar: cojinetes, bolas del cojinete, sellos, brazos, boquillas o jets, insertos o calzos, tacón de los insertos, calibre de los insertos, conducto de lubricación, reservorio de la grasa.

Las barrenas de dientes fresados se pueden utilizar para perforar los elementos interiores de la camisa de revestimiento y el zapato. Sus parámetros de trabajo los da el fabricante, para cada tipo y se utilizan en formaciones geológicas donde están presentes las argilitas abrasivas, arcillas, yeso, anhidritas, halitas, calizas y areniscas.

Las barrenas de dientes de acero con insertos de tungsteno se utilizan para perforar largos intervalos de perforación, perforar con motores de fondo. Se usan en formaciones geológicas medio suaves a medias, donde esta presente zonas muy abrasivas de argilitas, limolitas, areniscas, arenas tobaceas, conglomerados y formaciones carbonosas.

Utilización de las Barrenas de Diamantes Compactos Policristalinos (PDC):

Se utilizan en la perforación de minerales, cortes de núcleos, perforación de rocas duras y para disminuir los costos de maniobras. Su tiempo de trabajo es de 3 a 4 veces mayor. Se usan con los motores de fondo y son muy caras.

Características de trabajo de las barrenas en los diversos tipos de formaciones geológicas a perforar:

Formación geológica suave: arcillas; se perforan con las barrenas de dientes fresados y la velocidad mecánica esta limitada por la eficiencia hidráulica de la perforación.

Formación geológica medio suave: argilita, yeso, sal, creta; requieren de dientes cortos, fuertes y mas numerosos; si hay mucho desgaste indica que se esta poniendo dura la formación; la disminución de la velocidad mecánica de avance indica que se debe sacar la barrena.

Formación geológica medio dura: argilitas duras, limolita, areniscas y calizas argiliticas; se trabaja en un gran rango de condiciones de perforación; se usan grandes pesos sobre la barrena; las barrenas tienen dientes cortos de acero con carburo de tungsteno; son formaciones geológicas muy abrasivas.

Formaciones geológicas duras: calizas duras, dolomita, areniscas, argilita, cuarzo; se usan grandes pesos sobre la barrena; con dientes de acero e insertos de carburo de tungsteno; se puede utilizar la PDC.

#### Tubería pesada de Perforación (Drill Collars y Heavy Weight Drill Pipe).

Son tubos de aceros especiales, paredes gruesas y reforzamientos en el cuerpo, que permiten dar el peso necesario sobre la barrena para realizar la perforación y además crear una mayor rigidez para evitar el desvío del caño del pozo. Son tubos lisos o en espiral que pueden tener doble caja (cala) o una cala en un extremo y un pin en el otro. En su cuerpo vienen diferentes datos: nombre de la fábrica, número de fundición, grado de acero, tamaño, número del tubo, longitud, fecha de fabricación y nombre de la comisión de control.

### Tubería de Perforación (Drill Pipe).

Son tubos de paredes menos gruesas, que permiten ir realizando el avance en profundidad. Sus elementos de unión son el pin (conexión inferior) y la cala (conexión superior). Al igual que las tuberías pesadas de perforación y los tubos guías, sus características técnicas más importantes son:

- Diámetro exterior en el cuerpo del tubo.
- Diámetro exterior en las uniones.
- Diámetro interior de la tubería.
- Diámetro interior en las uniones.
- Espesor de la pared del tubo.
- Peso del tubo por metro lineal.
- Peso de las conexiones.
- Grado de acero.
- Resistencia a la tensión.
- Resistencia a la compresión.
- Resistencia a la torsión.
- Resistencia a la presión exterior.
- Resistencia a la presión interior.

### Tubo guía de Perforación (Kelly).

Es el que permite (por intermedio de la mesa rotaria) realizar el movimiento de rotación y traslación de toda la herramienta de perforación.

Nota: Todos los elementos de la herramienta de perforación permiten el paso del fluido de perforación por su interior, para que sean evacuados por el espacio anular los recortes de las rocas.

## **II.4 PARÁMETROS DEL RÉGIMEN DE PERFORACIÓN DE POZOS.**

Se entiende por Régimen de Perforación a Rotaria o con Turbo-Rotaria, el que se realiza con la ayuda de la mesa rotaria del Equipo de Perforación y donde es de vital importancia la correlación que exista entre los diferentes parámetros de perforación al atravesar un determinado tipo de formación geológica. Pues permite

la obtención de elevadas velocidades mecánicas y la terminación del pozo en óptimas condiciones.

Los parámetros del régimen de perforación son:

- Carga axial sobre la barrena.
- Número de revoluciones de la barrena.
- Caudal del fluido de perforación.
- Calidad del fluido de perforación (propiedades del fluido de perforación).

#### **II.4.1 Carga axial sobre la barrena**

El peso o carga axial sobre la barrena debe cumplir la condición siguiente:

La carga axial (ton) tiene que ser mayor o igual al resultado de la multiplicación del área de acción de la barrena sobre las rocas ( $m^2$ ) y el esfuerzo de compresión de las rocas  $\sigma_{cr}$  (caracteriza las propiedades mecánicas de las rocas).

Si no se cumple esta condición, sólo se produce la destrucción superficial de las rocas por fricción, lo cual conduce a la obtención de pequeñas velocidades mecánicas y desgaste rápido de la barrena.

Para la obtención de grandes velocidades mecánicas, el peso axial sobre la barrena debe ser el máximo posible. Lo cual está en función de las características técnicas de la barrena, de la potencia disponible en la barrena y de la resistencia de la herramienta de perforación (a la torsión, compresión, fatiga, pandeo, presión interior, presión exterior, tensión, etc).

El peso sobre la barrena se obtiene descargando un determinado peso de la tubería pesada de perforación.

Teniendo en cuenta el Coeficiente de Flotabilidad de la tubería en el fluido de perforación, obtenemos la Carga Axial sobre la barrena.

Siempre hay que tener en cuenta que el peso excesivo sobre la barrena provoca el Pandeo de la herramienta de perforación y aumenta las posibilidades de averías.



#### **II.4.2 Número de revoluciones de la barrena**

El número óptimo de revoluciones de la barrena debe ser determinado en función de diversos factores:

- Características de las formaciones geológicas a atravesar.
- Tipo y diámetro de la barrena.
- Herramienta. De perforación que se utiliza.
- Peso sobre la barrena.
- Caudal y presión de circulación.

#### **II.4.3 Caudal y calidad del fluido de circulación**

El caudal de circulación debe asegurar la limpieza efectiva del fondo del pozo (llevar a la superficie todo el sedimento perforado).

Para realizar la limpieza efectiva hay que tener en cuenta la velocidad ascensional que debe obtenerse en el espacio anular del intervalo que se perfora.

El valor exacto del caudal de circulación se calcula sobre la base de la velocidad mínima de evacuación de las mayores partículas (con una determinada forma y peso específico) y la velocidad de caída de las mismas en el fluido de perforación (fórmula de Rittinger).

#### **II.4.4 Calidad del fluido de perforación (propiedades del fluido de perforación)**

La calidad del fluido influye en la velocidad mecánica. En general la limpieza efectiva del fondo del pozo se determina por los siguientes factores:

- Calidad del fluido de lavado
- Cantidad de líquido bombeado al fondo del pozo
- Velocidad de salida del líquido inyectado, a través de los orificios de la barrena
- Disposición de los orificios en relación con las piñas y el fondo del pozo.)

La productividad de las bombas de lodo debe asegurar la velocidad ascensional necesaria en el espacio anular para llevar las partículas a la superficie.

Un factor importante lo constituye la presión de las bombas, la cual aumenta en la medida que aumenta la profundidad del pozo y disminuyen los diámetros.

La presión de la bomba durante la perforación se compone de las caídas de presión en todo el sistema de circulación.

Es de vital importancia el conocimiento del trabajo realizado por las barrenas (Bits Record), para establecer los regímenes óptimos de perforación en la proyección de nuevos pozos a perforar.

## **II.5 EQUIPOS DE PERFORACIÓN.**

Los Equipos de Perforación pueden ser: Convencionales (Cantilever); de transmisión por cadenas (Slant); de servicio (Service Rigs), utilizando Top Drive o el sistema con Mesa Rotatoria.

Las operaciones normales de perforación del pozo utilizando los equipos de perforación, incluyen: Perforación del intervalo de la Camisa Guía, encamisado y cementación; perforación del intervalo de la Camisa Conductora o de Superficie, encamisado y cementación; montaje de la Instalación Antisurgente con la Sección A y pruebas de hermeticidad; perforación de unos metros por debajo del zapato de la camisa conductora y realización de la prueba de goteo (Leak-Off Test) o Prueba de Integridad de la formación geológica; perforación del intervalo de la Camisa Intermedia, encamisado y cementación: montaje de la Instalación Antisurgente con la Sección B y pruebas de hermeticidad; perforación de unos metros por debajo del zapato y religación del Leak-Off Test; perforación del intervalo de la Camisa de Explotación o Producción; corte de núcleos para su evaluación; pruebas de producción del pozo; complejo de Registros Geofísicos; definición del tipo de Camisa a descender (Liner, etc) o la explotación del pozo a Caño Abierto; encamisado y cementación de acuerdo al tipo de camisa de revestimiento.

Todo el proceso de perforación se realiza con la Instalación o Equipo de Perforación, que fundamentalmente está compuesto por los agregados de

maniobra, agregados de rotación, agregados de circulación, agregados de funcionamiento y torres de perforación.

Existen gran variedad de Equipos de Perforación, de acuerdo a los objetivos a cumplir.

### **II.5.1 Parámetros de un equipo de perforación**

Entre los Parámetros de los Equipos de Perforación podemos señalar:

- Profundidad de Perforación (m).
- Peso permisible en el gancho (ton).
- Potencia para el movimiento del eje del malacate.
- La mayor velocidad de ascenso del gancho durante las maniobras de la herramienta, m/s.
- Sistema de Aparejo.
- Diámetro del cable, mm.
- Longitud nominal de las lingadas, m.
- Diámetro del orificio de la mesa rotaria, mm.
- Potencia de la bomba del fluido de perforación, kW.
- Mayor presión posible en la línea de salida de la bomba, Mpa.
- Cantidad de bombas de lodo.
- Volumen total útil del sistema de tanques de circulación, m<sup>3</sup>.
- Altura de la mesa rotaria.
- Tipo de Instalación Antisurgente.
- Peso del equipo, ton.

La selección del equipo se hace en base a la Carga Máxima que aguantará en el gancho durante las operaciones.

### **II.5.2 Principales sistemas de un equipo de perforación**

Los Sistemas Componentes de un Equipo de Perforación son los siguientes:

- Sistema de maniobra:

Es el encargado de realizar el ascenso, descenso y suspensión de la herramienta de perforación.

- Sistema Rotatorio:

Permite la rotación de la herramienta para realizar la perforación del pozo.

➤ Sistema de Circulación:

Es el encargado de la circulación del fluido de perforación y la lubricación de la herramienta. Garantiza sacar los recortes de la formación geológica a la superficie; mantener la estabilidad del caño del pozo.

➤ Sistema Antisurgente:

Es el encargado de evitar daños al Equipo de Perforación y accidentes a los trabajadores, mediante el cierre del pozo, previendo o controlando una Manifestación de Presión o Surgencia Incontrolable de petróleo, gas y/o agua.

➤ Sistema de Potencia:

Es el encargado de suministrar la potencia necesaria para el óptimo funcionamiento del Equipo de Perforación.

➤ Sistema Auxiliar:

➤ Sistema del Fuel Oil (para el funcionamiento de todos los motores diesel).

➤ Sistema de Aire (para el Sistema de Cloches, etc.).

➤ Sistema Eléctrico (para la iluminación, motores eléctricos, etc.).

➤ Sistema Hidráulico (para el equipamiento hidráulico del Equipo de Perforación).

➤ Sistema de Agua (para la limpieza, enfriamiento de bandas, etc.).

➤ Sistema para el calentamiento en el Equipo de Perforación durante el invierno.

## **CAPITULO III. INDICACIONES METODOLOGICAS PARA LA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS.**

---

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde la superficie hasta el yacimiento, que permita su explotación racional de forma segura y al menor costo posible.

El diseño de un pozo incluye un proyecto detallado para el cuál se deben tener en cuenta las siguientes características:

- Seguridad durante la perforación (personal y equipo).
- Costo mínimo.
- Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etc.)

Cumpliendo con lo siguiente:

- Seguridad.
- Ecología.
- Economía.
- Funcionabilidad.

### **III.1 ANALISIS DE LA COMPOSICIÓN DE ENCAMISADO**

El proyecto de perforación comienza cuando se empieza con la realización de la perforación del primer tramo, es decir la perforación de la camisa guía y termina cuando llegamos a la camisa productora. La composición de encamisado más común por las cuales transcurre el proceso de perforación en nuestro país, para pozos en tierra, son:

1. Camisa guía o conductora.
2. Camisa de superficie o tranque de agua.
3. Camisa intermedia o técnica.
4. Camisa liner o productora.

### **III.1.1 Camisa guía o conductora**

Comenzaremos nuestra explicación sobre dichas etapas con la perforación y colocación del primer tramo o camisa guía.

El objetivo principal para el baje de esta camisa, se basa en la estabilidad de la superficie del pozo que se desea realizar, lo cual quiere decir que de no ser posible la ubicación de esta camisa se corre mucho riesgo de que las paredes del agujero realizado colapsen a su interior y cuando esta sea de manera desmesurada puede ponerse en peligro la estabilidad del equipo de perforación, ya que se estaría afectando las condiciones iniciales de firmeza debajo de su base.

En algunas bibliografías se cita que su profundidad de asentamiento varía de 20m a 250m. La ubicación de esta camisa posibilita además establecer un medio de circulación y control de fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para asentar la tubería de revestimiento superficial.

El diámetro seleccionado para este tramo de encamisado dependerá en gran parte de la profundidad total programada del pozo.

En cuanto al fluido de perforación empleado para este tramo, tenemos que decir que por lo general, en nuestro país, se utiliza agua de mar debido a la cercanía de las locaciones del litoral por lo que contribuye a ser menos costoso el proceso de perforación; pero también se puede utilizar agua del manto freático lo que contribuiría a realizar la perforación previa de un pozo de agua lo suficientemente capaz de suministrar agua para las primeras etapas de perforación además de la necesaria para el enfriamiento de algunos motores del equipo, el freno hidrodinámico y la preparación del lodo que se utilizará en etapas posteriores (si este es base agua). La determinación es realizada a partir de la valoración de cual es más factible y que genere los menores gastos para el proceso.

La próxima etapa es la perforación y ubicación de la camisa de superficie o tranque de agua.

### **III.1.2 Camisa de Superficie**

La introducción de esta camisa tiene por objetivo instalar conexiones superficiales de control (BOP) y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como por ejemplo tenemos que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20" para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son perforados a profundidades mayores de 4500m. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían de 500m y 1000m., cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo con la profundidad total del pozo.

En esta zona se perfora con pérdidas totales de fluido de perforación, por lo que podemos decir que debido a que aun nos encontramos en la zona del manto freático se debe perforar con el mismo fluido que la zona anterior, o sea con agua de mar o agua proveniente de un pozo practicado hasta el manto, para evitar a toda costa la contaminación del manto freático.

Para la fijación de esta camisa se realiza un proceso denominado Cementación, el cual básicamente no es mas que bombear una mezcla de cemento y otros aditivos por el interior de la camisa y que se ubiquen finalmente en el espacio anular detrás de la misma y contra la formación o contra el interior de la camisa que se ha colocado anteriormente. La cementación correcta de este solapamiento de las camisas permite mantener un sellado correcto para evitar cualquier movimiento de fluido desde la formación y hacia la superficie, que en casi la totalidad de los casos es perjudicial para el control de surgencias.

Hasta aquí no hemos citado todos los controles que se realizan en cada tramo hasta aquí perforado, estos pueden ser:

- Profundidad.

- Limpieza del caño.
- Calidad de la cementación.
- Control de la verticalidad, etc.

Este último es muy importante debido a que constituye la base para los controles de la inclinometría de los pozos dirigidos, aunque podemos citar que ya se han desarrollado técnicas para comenzar pozos con cierto ángulo de inclinación, lo que ha disminuido cuantiosamente el valor de las patas de perro (fenómeno que se lleva de la mano por lo que pudiera ocasionar) para este tipo de pozos, esto se desarrolló por la exigencia de alcanzar el objetivo geológico en yacimientos someros y donde la locación se encuentra alejada de dicho objetivo.

Después de haber cementado la camisa de superficie o tranque de agua, se procede a perforar hasta salir de la misma de 3m a 5m y realizar por primera vez a lo largo del proceso de perforación, la prueba más importante para tener el control del pozo en caso de presentarse una invasión al caño de cualquier fluido proveniente de la formación, esta prueba es denominada por algunos autores la prueba de goteo o de fractura de la formación; la misma va a consistir en detener la perforación y elevar la presión del fluido de perforación teniendo los ranes cerrados, con el fin de determinar hasta que valor de presión la formación va a ceder o sea el fluido bombeado va a penetrar en la formación, lo que nos da la medida de hasta que valor debemos aumentar la densidad del fluido para la perforación o lodo que dentro de esa formación evite la entrada de cualquier fluido ajeno a él. O sea después de realizar dicha prueba y en presencia de alguna surgencia se procederá a cerrar los ranes y elevar la densidad del lodo hasta garantizar que sobre el fondo se ejerza una presión igual a la determinada con la prueba de goteo (Método duro). Esta densidad también se puede lograr de forma aparente, lo cual no es más que aumentar el número de emboladas en las bombas de lodo disminuyendo el caudal de salida, lo que genera una presión adicional a la ejercida por la columna hidrostática del lodo sobre el fondo. Este fenómeno provoca que al calcular la densidad del lodo no sea la real por lo que es denominada presión aparente del lodo (Método del perforador o suave).



Después de perforado este tramo se procede con el baje, ubicación y cementado de la camisa intermedia.

### **III.1.3 Camisa Intermedia**

Estas camisas se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en sí se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar, en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías de revestimiento intermedia, que aislaran la zona problema.

Esta camisa se encargará de llegar hasta el tope de la formación, por lo que suele ser la más larga y atravesar por la zona más difícil del pozo donde aparecen lentes de gas, zonas de presiones anómalas, posibles cambios en la formación, problemas con la estabilidad en el caño por la longitud del mismo, etc.

El fluido utilizado para la perforación de este tramo puede ser tan versátil como disímiles sean las complicaciones que se puedan presentar. Este puede ir desde el más utilizado a base de agua hasta el más complicado de escoger por sus costos, el de base petróleo, pasando por las múltiples recetas recomendadas por las diferentes compañías para cada designación de servicio presentada en el pozo en análisis.

La cementación de este tramo, por ser el más largo, se analizan algunos factores como:

Longitud que se desea cementar y que garantiza todos los parámetros por lo que se practica la misma.

Presión hidrostática ejercida por la lechada (Que no se exceda al valor de la prueba de goteo).

Garantizar la óptima cementación de los tramos más peligrosos (solapamiento con la camisa de tranque de agua, tramo donde existan cambios bruscos de dirección y en el zapato).

Análisis para la utilización de diferentes tipos de lechadas con el fin de abaratar este proceso.

En el segundo punto si los valores determinados son mayores se realizarán tantas etapas como fuesen necesarias para garantizar que se cumpla con la condición expuesta.

Después de realizada la cementación de esta camisa y esperado el tiempo de fraguado de la misma, se procede a desalojar la misma y cambiar el preventor de reventones (BOP) ya que se tendrá un menor diámetro de camisa en la superficie. En este caso se denomina montaje de la sección B.

Ya terminado todo el proceso de montaje y prueba del BOP, se procede a la perforación del próximo tramo que debe ser la zona o capa productora.

#### **III.1.4 Camisa liner o productora**

Estas camisas tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del pozo, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo. En el diseño de esta camisa se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que interviene en su programación.

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta camisa permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última camisa que puede variar de 50 a 150m, y en ocasiones se emplea una longitud mayor, dependiendo del objetivo de su introducción.

La perforación en esta zona debe realizarse con el mayor cuidado para no afectar las condiciones naturales de permeabilidad, para esto debe tenerse muy en cuenta la baja densidad del lodo o fluido de perforación para evitar cualquier invasión a la capa productora, por lo que se recomienda entre 1.02 a 1.05 g/cm<sup>3</sup>.

Los mejores resultados se han obtenido cuando la perforación es realizada bajo balance o sea permitiendo que el fluido de la capa se encuentre constantemente invadiendo el caño que se perfora producto a la baja densidad del lodo, pero esto conlleva a la utilización de un herramental especial para la perforación, por lo que es más costosa y requiere una superación y adecuación del personal.

Ya después de perforado y encamisado el pozo se procederá a darle terminación al mismo con la colocación del manitold de producción o arbolito de navidad y si es necesario desde la etapa temprana la colocación del bombeo artificial.

### **III.2 PROPUESTA DE UN SISTEMA DE INDICACIONES METODOLOGICAS PARA LA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO Y GAS.**

Durante la perforación de los pozos para la extracción de petróleo y sus acompañantes se realizan unas series de operaciones, pero las mismas adolecen de los argumentos científicos – técnico necesarios para lograr con la suficiente fundamentación los objetivos propuestos en la actividad.

Por lo anteriormente expuesto y tratando de darle cumplimiento a los objetivos trazados en nuestro trabajo, nos proponemos en este acápite establecer o diseñar un sistema de indicaciones metodológicas, que en su conjunto permitan realizar la perforación de los pozos petrolíferos, con los mejores índices técnicos – económicos y reduciendo al máximo los impactos desde el punto de vista negativo que se produce en el medio ambiente.

#### **Sistema de indicaciones:**

- Estudio ingeniero geológico de la región.
- Determinación del Método de Perforación.

- Determinación de las coordenadas del pozo.
- Realización de la explanada.
- Ubicación del equipo de perforación.
- Perforación de las camisas.

**Estudio ingeniero geológico de la región:** Para llevar a cabo esta tarea primeramente hay que buscar la existencia de una cuenca sedimentaria con un espesor potente de sedimentos que permitan la maduración y expulsión, después es necesario definir el sistema petrolero, a continuación se deben delimitar los plays, posteriormente los objetivos y prospectos e incluye la evaluación de los recursos y reservas probables, y por último se evalúan las reservas probadas.

**Determinación del Método de Perforación:** Se debe determinar el método de perforación, considerando o teniendo en cuenta el estudio geológico realizado con anterioridad; es decir, depende de las condiciones que tenga el macizo.

Se realiza un análisis detallado de los diferentes métodos que se utilizan en la actualidad para desarrollar la actividad de perforación de los pozos, de forma tal que este estudio permita definir cuál es el método que más se adapta a las condiciones concretas del macizo.

#### **Determinación de las coordenadas del pozo**

La determinación de las coordenadas de los pozos se debe determinar con anterioridad por el hecho que esta juega un papel muy importante en el diseño y construcción del proyecto, este proceso se realiza con el empleo de las diferentes técnicas existentes para ello y fundamentalmente se deben de utilizar aquellas que mayor desarrollo han alcanzado en estos momentos, lo que permite obtener los resultados con un elevado nivel de exactitud y confiabilidad.

Como herramientas complementarias o auxiliares se deben utilizar los diferentes softwares diseñados para tales efectos y que corroboran los resultados obtenidos por otros métodos.

#### **Realización de la explanada**

Se debe realizar una explanada donde van a estar ubicadas las coordenadas de la boca del pozo. Para esto hay que tener en cuenta el suficiente espacio para la correcta instalación del equipo de perforación y toda la logística necesaria a pie de obra, para ejecutar los trabajos correspondientes a cada etapa del proceso de perforación, el equipo debe de quedar encerrado en una barrera artificial que permita

evacuar cualquier derrame de fluido que se emane durante el proceso de perforación, la inclinación tendrá en cuenta la dirección de drenaje del terreno y el material con el cual se elaborará, debe garantizar tanto la compactación como el drenaje del área. Con todos estos aspectos se realiza un diseño del plano general donde se ubican las instalaciones de superficie, garantizando así su distribución espacial y funcional adecuada.

### **Ubicación del equipo de perforación**

Para la ubicación del equipo de perforación previsto en el diseño de la explanada se debe de tener en cuenta una serie de factores que influyen en este proceso como son:

- La mayor cercanía del objetivo geológico.
- Considerar la dirección y sentido promedio de los vientos en el momento de ejecución del proyecto.
- Valoración del impacto medioambiental.
- Los riesgos posibles y cercanía tanto del sector residencial como del estatal.
- El plan de evacuación de existir cualquier anomalía durante la ejecución del proyecto, etc.

Después que ya se haya ubicado el equipo y garantizado todas las condiciones del campamento, se continua con la ejecución del proyecto de perforación.

### **Perforación de las camisas**

Para la realización de las operaciones normales de perforación del pozo utilizando los equipos de perforación, se deben de incluir los siguientes intervalos de

perforación: perforación del intervalo de la camisa guía, encamisado y cementación; perforación del intervalo de la camisa conductora o de Superficie, encamisado y cementación y realización de la prueba de goteo (Leak-Off Test); perforación del intervalo de la camisa intermedia, encamisado y cementación pruebas de hermeticidad; perforación de unos metros por debajo del zapato y religación del Leak-Off Test; perforación del intervalo de la camisa de explotación o producción;

corte de núcleos para su evaluación; pruebas de producción del pozo; complejo de registros geofísicos; definición del tipo de camisa a descender (Liner, etc) o la explotación del pozo a caño abierto; encamisado y cementación de acuerdo al tipo de camisa de revestimiento.

### **III.3 MEDIDAS PREVENTIVAS DURANTE LA PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS E IMPACTO SOCIOAMBIENTAL.**

Siempre que trabajemos en un equipo de perforación corremos el riesgo de estar en algún momento ante la presencia del gas altamente tóxico: sulfuro de hidrógeno, por lo cual es de suma importancia conocer sus propiedades y el efecto que puede provocar según el nivel de toxicidad sobre el organismo humano.

#### **III.3.1 Guía de seguridad ante la presencia de sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S).**

El H<sub>2</sub>S es un gas venenoso. Los efectos de estar expuesto al gas varían de un pequeño malestar a la muerte. No es suficiente poder reconocer el gas y saber donde es más probable encontrarlo. Es también necesario conocer la cantidad mínima que puede causar daños. Más aún, ya que las posibles fuentes de H<sub>2</sub>S son generalmente conocidas, ustedes deben identificar los locales específicos donde un escape pudiera ocurrir. Si esto sucediera, su primera reacción debe ser salir del área.

El H<sub>2</sub>S es un gas altamente tóxico, invisible y explosivo, el cual es más pesado que el aire. A baja concentración tiene un olor característico "huevo podrido" y a alta concentración (200 ppm) el sentido del olfato se pierde rápidamente. Una

concentración media de  $H_2S$  provocará parálisis del sistema respiratorio y las altas concentraciones pueden ser inmediatamente mortales.

El  $H_2S$  se puede encontrar en muchos sitios de trabajo, no solamente en operaciones relacionadas a Industrias petroleras. El gas puede encontrarse donde quiera que halla una mezcla de carbono, hidrógeno y sulfuro.

En la perforación la fuente de  $H_2S$  son las formaciones geológicas pero el gas puede escaparse del fluido de perforación, la canal de lodo, zaranda, desgasificador, tanques de circulación, etc. El gas puede también estar presente en los bordes de la boca del pozo, unidad de acumulación, las tuberías y las bombas de lodo.

### **Propiedades del $H_2S$**

- Extremadamente tóxico.
- Incoloro.
- Más pesado que el aire, por lo tanto tiende a estar en lugares más bajos.
- Se quema fácilmente dando una llama azul muy distintiva, produciendo dióxido de sulfuro ( $SO_2$ ) y otros gases altamente tóxicos.
- Altamente corrosivo.
- Temperatura de ignición 260 °C.
- Forma una mezcla explosiva con aire en un rango de concentración de 4.5 a 46 %.
- Es más tóxico que el monóxido de carbono.
- Es rápidamente esparcido por las corrientes de aire.
- Olor a "huevo podrido" a bajas concentraciones y a altas se pierde el sentido del olfato.

Nota: no depender del sentido del olfato para detectar el  $H_2S$ .

A continuación se muestra la tabla 1 en la que aparecen los niveles tóxicos del sulfuro de hidrógeno:

Tabla. 1 Niveles tóxicos del sulfuro de hidrógeno.

PPM	EFFECTOS	ACCION
0.13	Mínima concentración detectada por el olfato humano	Estar alerta de la concentración
4-5	Rápidamente detectado por su olor.	Estar alerta de la concentración
10	De los ojos comienzan a salir lágrimas seguidas de benigna irritación.	Estar alerta de la concentración
27	Fuerte olor a huevo podrido pero tolerante	Ir a un área segura de aire sin contaminación (aire fresco)
100	Pérdida del sentido del olfato en 2-5 min.	Ir a un área segura y llamar al doctor
200-300	El sentido del olfato se pierde rápidamente, se queman los ojos y la garganta.	Ir a un área segura y llamar al doctor.
500-700	Pérdida de la razón y el balance, puede sobrevenir la muerte en una hora.	Rescate inmediato de
700-1000	Pérdida inmediata de la conciencia, paro	



	respiratorio seguido de la muerte si no hay rescate.	la persona. Si es necesario, dar resucitación artificial para que sobreviva.
1000-2000	Pérdida de la conciencia instantánea, rápido fallo en la respiración y las funciones del corazón seguido por la muerte.	

"ppm": Partes de gas por millón de volumen de aire

1 % = 10 000 ppm

### **Efectos físicos**

Si el sulfuro de hidrógeno es inhalado más allá de la capacidad del mecanismo de defensa de los cuerpos humanos de expeler las sustancias tóxicas, las personas serán envenenadas. La parte del cerebro que controla la respiración será paralizada y la persona se asfixia.

El grado de respuesta del organismo depende de cuatro factores:

1. Duración de la exposición.
2. Nivel de concentración.
3. Condiciones físicas de la persona.
4. Frecuencia de la exposición- La resistencia disminuye por la repetición de exposiciones.

El efecto del alcohol durante las 24 horas después de haber estado expuesto al H<sub>2</sub>S hará a la persona más susceptible a reacciones adversas, no obstante sean bajos los niveles de concentración.

Los individuos con padecimiento asmático son muy vulnerables. NO MEZCLAR ALCOHOL Y H<sub>2</sub>S- Los resultados podrían ser catastróficos.

### **Detección**

Existen diferentes formas con las cuales puede ser detectada la presencia del H<sub>2</sub>S. El sentido del olfato es usualmente el primero.

### **Área de monitoreo y alarma**

El sentido del olfato no da realmente la medida de la concentración, por lo que es necesario instalar un sistema de monitoreo con sensores móviles conectados a un panel central. Si un sistema así ha sido instalado en su lugar de trabajo, debe asegurarse de conocer el lugar donde están montados los sensores y notificar a su superior si usted ve en ellos cualquier daño.

El sistema de monitoreo debe ser completado con alarma para ser activado si la concentración alcanza el valor límite (10 ppm).

Esta es la concentración a la cual puede ser expuesta con seguridad la persona en un período de 8 horas diarias sin efectos adversos.

Si no existen sistemas de detección, pero usted siente el olor característico del H<sub>2</sub>S, ponerse los equipos de respiración o abandonar el área hasta que el nivel de concentración pueda ser determinado.

### **Recomendaciones**

- ✓ No fumar en áreas de posible presencia de H<sub>2</sub>S.
- ✓ No confiar en el sentido del olfato.
- ✓ Debe vigilar de la protección y buen funcionamiento de los equipos de protección.
- ✓ Antes de entrar en un área donde pueda existir H<sub>2</sub>S, ponerse el equipo de protección y usar un detector para monitorear el nivel.
- ✓ Usar constantemente aparatos de monitoreo en áreas de trabajo donde haya olor a H<sub>2</sub>S.
- ✓ Siempre usar respiradores cuando se trabaja en áreas donde la concentración es mayor de 10 ppm.
- ✓ Siempre estar atento a la dirección del viento y conocer donde están situados los indicadores de la dirección del mismo.

- ✓ No trabajar solo en lugares bajos en que pueda acumularse H<sub>2</sub>S.
- ✓ Siempre ponerse el respirador antes de intentar el rescate de una víctima.
- ✓ Conocer los sistemas de detección e instrucciones de emergencia de su lugar de trabajo.
- ✓ Cuando trabaje en un medio contaminado con H<sub>2</sub>S, MANTENER LA CALMA.

#### **III.4 MEDIDAS GENERALES PARA LA SEGURIDAD DEL EQUIPO**

- Durante las operaciones de registro por el interior de la tubería de perforación, a ésta se le debe instalar una válvula inferior del kelly y disponer de un cortador de cable adecuado.
- El monitor del tanque de maniobra será calibrado por el mudlogger antes de comenzar la maniobra de herramienta.
  
- El tanque de maniobra debe ser usado para controlar el nivel de lodo en el pozo durante las actividades de registro.
- La hoja de control de surgencias debe ser actualizada en cada maniobra y cada 150 m perforados.
- La presión de caudal reducido debe ser registrada en dos manómetros diferentes para cada bomba
- Debe ser avisado el perforador antes de cambiar las propiedades del lodo.
- El cambio en las propiedades del lodo debe evitarse durante operaciones riesgosas.
- No perforar más de 0.5 m cuando ocurra un quiebre de formación.
- Circular 2 min. para limpiar el fondo y hacer prueba de espera.
- Si hay flujo, cerrar los preventores y registrar las presiones estabilizadas para realizar el control del pozo.
- Si no hay flujo, continuar perforando manteniendo estricto control del nivel de lodo en los tanques.
- La presión admisible en la cabeza del espacio anular tiene que ser ajustada siempre que la densidad del lodo cambie.

### III.5 INSTRUCCIONES PERMANENTES AL PERFORADOR.

El Perforador debe chequear diariamente:

- La calibración del tanque de maniobra y el total del volumen activo de lodo.
- La calibración de la tubería de perforación y la presión en los diferentes manómetros.
- La calibración de las emboladas de la bomba y registrada en el panel de control.

En caso de pérdida de presión, detener la rotaria, la circulación, cerrar la válvula inferior del kelly, probar las líneas de superficie. Si están OK, sacar herramienta usando el wet pipe y sin usar la mesa rotaria para buscar la fuga.

El perforador debe permanecer todo el tiempo de maniobra en la plataforma del equipo.

El perforador debe conocer la diferencia en el volumen activo con y sin circulación.

El perforador debe actualizar diariamente la hoja de cálculo para el control de surgencias.

Al comienzo de las maniobras el perforador debe chequear la posición de las válvulas del manifold.

El perforador debe conocer:

- La posición de las uniones de la tubería de perforación sobre la mesa rotaria para posibilitar el cierre de los preventores.
- La presión admisible en la cabeza del anular en correspondencia con la densidad del lodo
- Las principales características del lodo (densidad, PV, YP, etc.)

Cuando ocurra un quiebre de formación, de existir flujo o cambio de volumen en los tanques: Hacer prueba de espera o cerrar el pozo directamente según orientaciones del supervisor.

Procedimiento de cierre: Método Duro (choques cerrados).

- Detener la rotaria.

- El perforador levantará el kelly hasta una altura que pueda desenroscarlo y que asegure que la unión no se encuentre en el área de los rams.
- Detener la bomba.
- Cerrar el obturador (anular o de mandíbulas, según orientaciones del supervisor).
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de choque.
- Registrar las presiones.

### **III.6 VALORACION DEL IMPACTO SOCIOAMBIENTAL**

Teniendo en cuenta los resultados que se obtienen en el presente trabajo, podemos afirmar que con la aplicación de la metodología propuesta se logra un significativo impacto socio – económico y ambiental.

Para poder implementar las indicaciones metodológicas propuestas, surge la necesidad de elevar el nivel de los recursos humanos. En los resultados de este trabajo se introducen elementos que no son del dominio del personal que está vinculado directamente a la producción, por lo que este debe ser capacitado y entrenado para cumplir tales tareas.

Utilizando los resultados obtenidos, se puede lograr una disminución considerable en la longitud de los pozos a perforar, lo que conlleva a que exista una reducción en el gasto de insumos y materiales, en la cantidad de detritos originados durante el proceso de perforación y que son depositados en la superficie, provocando la afectación del área y una reducción del tiempo de perforación entre otros.

## *CONCLUSIONES*

---

1. Se realiza una valoración de los principales aspectos que influyen en el proceso de perforación de los pozos de petróleo y gas.
2. Se propone un sistema de indicaciones metodológicas que permiten garantizar un adecuado proceso de perforación de los pozos petrolíferos.

## *RECOMENDACIONES*

---

- ✓ Aplicar el sistema de indicaciones metodológicas obtenido, para realizar la perforación de los pozos de petróleo y gas en diferentes regiones del país.



## *BIBLIOGRAFIA*

---

1. 2004 Drill Bit Classifier. World Oil. September 2004
2. .Devereaux, Steve. Drilling Technology in Nontechnical Language. Pen Well. 1999.
3. Devereaux, Steve. Practical Well Planning and Drilling Manual. Pen Well Publishing Company 1998.
4. Field Data Handbook. Well Cementing and Stimulation. Shlumberger 2001.
5. Gabolde, Gilles and Nguyen, Jean Paul. Drilling Data Handbook (sixth edition) 1991.
6. Mian, M.A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer (volumen II) 2000.