



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS
EXTRACTIVAS.

PERFORACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE INGENIERO QUÍMICO
PETROLERO.

PRESENTA

SÁNCHEZ MARTÍNEZ ISRAEL SANTOS.

DIRECTOR

DR. MARIO RODRÍGUEZ DE SANTIAGO

MÉXICO D.F.

2016



ÍNDICE

CAPÍTULO I. GENERALIDADES.....	1
1.1 QUÉ ES EL PETRÓLEO.	1
1.2 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.....	1
1.3 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO.	2
1.4 ORIGEN DEL PETRÓLEO	3
1.5 TIPOS DE ROCAS GENERADORAS O MADRES	6
1.6 MIGRACIÓN	8
1.7 YACIMIENTOS PETROLEROS	8
1.8 EDAD DE LOS YACIMIENTOS.....	10
1.9 UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LOS YACIMIENTOS EN MÉXICO.....	11
CAPÍTULO II. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN MÉXICO.	13
CAPÍTULO III. PROSPECCIÓN PETROLERA (EXPLORACIÓN).	17
3.1 LEVANTAMIENTOS AÉREOS Y POR SATÉLITE.....	17
3.2 EXPLORACIÓN GEOLÓGICA SUPERFICIAL.....	18
3.3 EXPLORACIÓN GEOFÍSICA.	19
CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN PETROLERA.	24
4.1 OBJETIVOS Y DEFINICIÓN.	24
4.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS.	25
4.3 MÉTODOS DE PERFORACIÓN	30
CAPÍTULO V. SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	41
5.1 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.	42
5.2 SISTEMA DE IZAJE.....	53
5.3 SISTEMA DE ROTACIÓN.....	65
5.4 SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	73
5.5 SISTEMA DE POTENCIA.....	76
5.6 SISTEMA DE CONTROL DE PRESIONES.	80
CONCLUSIONES	82
BIBLIOGRAFÍA.....	83



ÍNDICE DE FIGURAS.

Número de Figura	Nombre	Página
1.1	Roca conglomerante y arenisca.	6
1.2	Arcilla y limonita.	7
1.3	Caliza.	7
1.4	Trampas típicas que contiene petróleo.	9
1.5	Trampas típicas estructurales.	10
1.6	División de regiones petroleras.	12
2.1	Edward L. Dohory y Charles A Canfield.	13
2.2	Auge del petróleo en México Antiguo.	14
2.3	Logotipo de Petróleos Mexicanos.	15
3.1	Levantamiento Aéreo y por Satélite.	18
3.2	Plano Topográfico.	18
3.3	Carta Geológica de México.	19
3.4	Magnetita.	20
3.5	Magnetómetro.	20
3.6	Gravímetro.	20
3.7	Equipo Convencional.	21
3.8	Equipo Satelital	21

3.9	Trocha.	22
3.10	Puntos de Disparo y Estaciones Receptoras.	22
3.11	Perforación de un Punto de Disparo.	22
3.12	Perforación con Equipo de Aire.	22
3.13	Detonación y Registro.	23
3.14	Detonación y Registro.	23
3.15	Registro Sísmico.	23
4.1	Clasificación de un Pozo Petrolero.	26
4.2	Clasificación de los Pozos según su Objetivo. a) Inyector. b) Productor. c) Estratigráfico.	27
4.3	Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Vertical. b) Tangencial.	28
4.4	Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Alto Ángulo. b) Horizontal.	29
4.5	Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Reentrada. b) Multilateral.	29
4.6	Equipo de Perforación de Percusión.	31
4.7	Mesa Rotatoria.	34

4.8	Flecha.	34
4.9	Eslabón Giratorio.	34
4.10	Tubería de Perforación.	34
4.11	Tubería Pesada.	34
4.12	Barrena.	34
4.13	Bomba de Lodos.	35
4.14	Motor.	35
4.15	Plano de inclinación y dirección conforme un pozo avanza en el plano de la profundidad.	36
4.16	Controlar o matar un reventón.	37
4.17	Pozos Costa Fuera.	37
4.18	En Pozos Exploratorios.	38
4.19	En Fallas Geológicas.	38
4.20	En Costa.	39
4.21	En Domos Salinos.	39
4.22	En Discordancias.	39

4.23	Desviación Lateral.	39
4.24	Pozo Horizontal.	40
4.25	Pozo Multilateral.	40
5.1	Equipos de Perforación.	43
5.2	Tubería de Revestimiento.	44
5.3	Primera Etapa y Sarta de Perforación.	45
5.4	Segunda Etapa y Sarta de Perforación.	46
5.5	Equipo de Perforación seleccionado.	49
5.6	Componentes de un Equipo de Perforación.	52
5.7	Sub-Estructura.	54
5.8	Preventores de Reventones.	54
5.9	Piso de Perforación.	54
5.10	Torre de Perforación.	55
5.11	Malacate.	56

5.12	Tambor Principal.	57
5.13	Cabrestante y Embrague.	58
5.14	Cable de Perforación.	58
5.15	Torón 1-6 de Capa sencilla: 6 hilos trenzados alrededor de un hilo central.	59
5.16	Torón 1-6-12 de Capa rellena.	59
5.17	Torón 1-9-9 Sellado.	60
5.18	Torón 1-6-12 Warrington.	60
5.19	Trenzado Normal.	61
5.20	Sistema de Levantamiento.	62
5.21	Ancla.	63
5.22	Bloque Corona.	64
5.23	Poleas.	64
5.24	Bloque Viajero y Gancho.	64
5.25	Unión Giratoria (Swivel).	65
5.26	Barra o Flecha Cuadrante (Kelly).	66
5.27	Mesa Rotatoria.	67
5.28	Buje maestro y Bushing Kelly.	67
5.29	Buje Maestro y Cuñas.	68
5.30	Bushing kelly.	68
5.31	Tubería de Perforación y Lastrabarrenas.	69
5.32	Caja y Piñón.	69

5.33	Llaves o pinzas de torque.	70
5.34	Lastrabarrenas.	70
5.35	Barrena Cónica.	72
5.36	Toberas.	72
5.37	Barrena de Cabeza Fija.	72
5.38	Sistema de Circulación.	73
5.39	Zaranda.	74
5.40	Deslimizador.	74
5.41	Desarenador.	74
5.42	Desgasificador.	75
5.43	Presa de Lodos.	75
5.44	Bombas de Lodo.	76
5.45	Motores a Diésel.	77
5.46	Transmisión Mecánica de Energía.	78
5.47	Motor a Diésel.	79
5.48	Cabina de Control.	79
5.49	Motor Eléctrico en el malacate.	79
5.50	Conjunto de Preventores (BOP's).	80
5.51	Múltiple de Estrangulación.	81



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Tabla 2. Clasificación del petróleo en México (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Tabla 3. Clasificación IAT del estado de madurez del petróleo (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Tabla 4. Características de la Tubería de Revestimiento (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 5. Descripción de la Sarta de Perforación para la Primera Etapa (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 6. Descripción de la Sarta de Perforación para la Segunda Etapa (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 7. Descripción de la Sarta de Perforación para la última Etapa (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 8. Criterios considerados para la Selección del Equipo de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 9. Características del Equipo de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 10. Características de los Componentes del Equipo de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

RESUMEN

Seleccionar un equipo de perforación significa escoger aquel que nos garantice la ejecución del pozo de la forma más económica, técnica y segura posible.

De igual manera efectuar de forma exitosa la construcción del pozo maximizando el valor económico de las inversiones realizadas y proporcionar los servicios dentro del marco normativo de seguridad y protección al medio ambiente.

Un equipo de perforación está integrado por 5 sistemas que a su vez están formados de varios componentes. Es importante mencionar que cada uno de los componentes del equipo, son una parte fundamental para el buen desempeño del equipo en las intervenciones a realizar, en función de los objetivos programados.

Estos sistemas son:

- De Izaje.
- De Rotación Convencional.
- De Circulación.
- De Potencia.
- De Control de Presiones.

INTRODUCCIÓN

El petróleo siempre lo hemos escuchado como algo que sostiene a una economía, un recurso no renovable, un medio por el cual se pueden obtener medicinas, utensilios, energía, etc.; sin embargo, casi no escuchamos cuántos tipos de petróleos existen, como se extrae y se transporta el petróleo o algo muy importante cómo es lo difícil que es localizar un yacimiento y perforar un pozo.

La operación de perforación, puede ser definida tan simple como el proceso de hacer UN AGUJERO, sin embargo es una tarea bastante compleja y delicada, por lo que debe ser planeada y ejecutada de tal manera que sea efectuada en forma segura, eficiente y que produzca un pozo económico y útil.

Las prácticas y procedimientos empleados durante el diseño y la operación del pozo, son determinadas usualmente por prácticas comunes y costumbres en el área, experiencia y habilidad del personal, procedimientos y políticas de la empresa.

Todo esto debe ser revisado, estudiado y comprendido por todo el personal, a fin de cumplir con los objetivos esperados. La seguridad del pozo (personal, instalaciones y medio ambiente), es un factor de primordial importancia.

La perforación de un pozo petrolero además de difícil es muy costosa debido a las instalaciones, maquinaria y materiales utilizados, y un mal estudio o un mal manejo llevarían a la pérdida de mucho dinero.

El proceso de perforación rotatoria consiste en perforar un agujero mediante la aplicación de movimiento rotatorio y una fuerza de empuje a un elemento de corte denominado barrena que ataca a la roca convirtiéndola en detritos (recortes).

El movimiento rotatorio se genera en la superficie y se transmite a la barrena por medio de la sarta de perforación o en forma hidráulica accionando un motor de fondo conectado a la barrena. La fuerza de empuje se genera con el peso mismo de la sarta de perforación (aparejo de fondo).

Los recortes son sacados del pozo mediante la circulación de un fluido el cual se inyecta por el interior de los tubos y se regresa por el espacio anular. En la superficie son separados del fluido.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES.

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos; del crudo obtenemos combustible para nuestros autos, autobuses, barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, además de diversos lubricantes para máquinas y vehículos.

La industria petroquímica desarrolla productos derivados de él, como son plásticos, fibras sintéticas, medicinas, conservadores de alimentos, hules, agroquímicos, etc.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad y nuevos empleos, motivando el crecimiento de la industria.

1.1 QUÉ ES EL PETRÓLEO.

La palabra petróleo proviene del latín *petroleum* (petra: piedra y óleum: aceite), que significa aceite de piedra. El petróleo es una mezcla en la que coexiste la fase sólida, líquida y gas, teniendo un color que varía entre ámbar y negro.

1.2 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.

El petróleo es un conjunto de hidrocarburos o carburos de hidrógeno, es decir, una sustancia de origen orgánico compuesta por átomos de carbono e hidrógeno.

La característica principal de los átomos de carbono reside en la capacidad de combinarse entre sí para formar cadenas, anillos y estructuras moleculares complejas; las uniones entre los átomos pueden ser simples o covalentes (múltiples).

Los hidrocarburos de acuerdo a su arreglo estructural se pueden clasificar en:

- Cadena abierta
- Cadena cerrada

Y conforme al tipo de enlace entre los átomos de carbono en la molécula, pueden ser:

- Saturados o de enlace sencillo
- No saturados o de enlace covalente.

➤ **Hidrocarburos saturados.**

Son aquellos en donde cada uno de los átomos de carbono tiene cubierto su enlace con un átomo de hidrógeno unido por ligadura simple. Estos hidrocarburos son estables y no reaccionan fácilmente. **De acuerdo al tipo de cadena se dividen en:**

Alcanos	Alcanos (parafinas)
Alicíclicos ciclo-alcanos	Iso-alcanos (iso-parafinas) (ciclo-parafinas o naftenos)

➤ **Hidrocarburos no saturados.**

Son aquellos en donde los átomos de carbono muestran un enlace covalente y se dividen en:

- Alquenos (olefinas)
- Alquinos (acetilenos)
- Aromáticos (bencenos)

1.3 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO.

El análisis químico revela que el petróleo es una mezcla y no una sustancia pura, constituida por átomos de carbono e hidrógeno con pequeñas proporciones de otros compuestos como el nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales confinados en forma natural en depósitos de roca sedimentaria, existiendo por esto diferentes tipos de petróleo.

Entre sus diferentes propiedades, estos compuestos se distinguen por la volatilidad de los elementos que la componen. Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Es habitual clasificar el crudo o petróleo según la composición química que predomina. Surgiendo cuatro grupos:

- *Petróleo de base parafínica.*
- *Petróleo de base nafténico.*
- *Petróleo de base asfáltica o mixta.*
- *Petróleo de base aromático.*

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (Instituto Americano del Petróleo) a través de las curvas de destilación **TBP** (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) distinguiendo los siguientes tipos de petróleo:

Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Para exportación, en México se obtienen tres variedades de petróleo crudo:

Tabla 2. Clasificación del petróleo en México (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Istmo:
Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
Maya:
Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
Olmeca
Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

1.4 ORIGEN DEL PETRÓLEO.

Las distintas teorías sustentadas para determinar el origen del petróleo, datan de 1866 y a la fecha continúan las investigaciones. Sin embargo, los estudios por medio de la información química, geológica y bacteriológica han permitido cancelar muchas teorías.

La teoría orgánica (**Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014**) es la más aceptada y se basa en dos principios fundamentales: la transformación química del kerogeno y la acción del calor y la presión sobre kerogeno.

El kerogeno se forma a través de los cambios químicos de la materia orgánica sintetizada por los vegetales que se logra preservar. El aporte orgánico más importante proviene de los vegetales superiores en la superficie terrestre y del fitoplancton, zooplancton y bacterias en el mar.

La teoría orgánica divide el proceso en dos etapas:

- **La diagénesis**
- **La catagénesis**

➤ **Diagénesis.**

Los organismos vivos están compuestos de carbohidratos, proteínas, lípidos y ligninas. Estos compuestos son degradados por microorganismos a monómeros de azúcar, ácidos grasos, etc., que se condensan a complejos de nitrógeno y humos progenitores del petróleo a una temperatura que va desde la superficial hasta los 50 °C, provocando la formación de hidrocarburos simples, debido a la pérdida de oxígeno, nitrógeno y azufre.

Para lograr esta descomposición es necesaria una actividad microbiana. Las bacterias desempeñan un papel importante en las transformaciones de la materia orgánica ya que destruyen vía enzimática los polímeros (aminoácidos y azúcares simples) utilizados para la alimentación de otros microorganismos.

No en todos los medios es posible la generación de hidrocarburos. En un medio aeróbico (suelo terrestre y espacio subterráneo) la degradación de la materia orgánica es total, ocasionada por la reproducción continua de los microorganismos, gracias a la abundancia de oxígeno. Por el contrario en un medio marino o lacustre (lodos arcillosos o lodos calcáreos finos) la cantidad de oxígeno disuelto es mínimo y está confinado.

La carencia de oxígeno limita la reproducción de los microorganismos aeróbicos teniendo con esto la preservación de pequeñas cantidades de materia orgánica para su procesamiento.

Una vez consumido el oxígeno, los microorganismos aeróbicos mueren y los microorganismos anaeróbicos reducen los sulfatos; este proceso genera agua, dióxido de carbono y amoníaco, después de un tiempo los organismos anaeróbicos mueren también.

El material remanente es depositado en sedimentos. El residuo de la actividad microbiana sufre en la sedimentación una reorganización química con polimerización y condensación.

De acuerdo al proceso químico, la materia puede dividirse en kerogeno húmico productores de petróleo-gas o kerogeno sapropélico productores solamente de gas.

➤ **Catagénesis**

El depósito consecutivo en sedimentos tiene como resultado el entierro de los lechos previos a una profundidad que alcanza varios kilómetros de recubrimiento en cuencas subsecuentes.

Esto junto con los movimientos tectónicos, representan un aumento considerable en la temperatura y presión por enterramiento. El aumento de temperatura tiene un incremento de 2 a 5 °C por cada 100 metros de profundidad.

La catagénesis es el proceso químico del kerogeno producido por el aumento de temperatura y presión. El kerogeno experimenta transformaciones mayores a través de una evolución progresiva; el kerogeno produce primeramente aceite líquido, en una etapa subsiguiente se obtiene gas húmedo y condensando (tanto el aceite líquido como el condensado van acompañados de una cantidad considerable de metano), posteriormente los depósitos orgánicos masivos se modifican como diversas clases de carbón y producen hidrocarburos.

A medida que la temperatura y el sepultamiento continua aumentando, la proporción del petróleo también aumenta.

De acuerdo a la maduración se tiene un color determinado. El Índice de Alteración Térmica (IAT) muestra el grado de maduración del kerogeno: en la fase inmadura el color es amarillo; en la fase madura el color es anaranjado a café, y en la fase metamórfica el color es de negro-café a negro.

Estos colores se pueden expresar en números de la siguiente forma:

Tabla 3. Clasificación IAT del estado de madurez del petróleo (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

Fase	Número I.A.T
Inmadura	1
Madura	2 a 3
Metamórfica	4 a 5

1.5 TIPOS DE ROCAS GENERADORAS O MADRES.

El sepultamiento y la compactación del kerogeno se realizan junto con materiales producidos por la erosión de rocas dando origen a las rocas sedimentarias.

Geológicamente estas rocas se dividen en dos grupos (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014):

➤ **Rocas clásticas**

Este tipo de roca, según el tamaño del grano que las compone se dividen en:

- **Conglomerantes:** Depósitos de grava (más de 2 mm de diámetro) en cuyos intersticios se encuentra arena y lodo.
- **Arenisca (Sandstones):** Compuesto por granos de cuarzo altamente abrasivo y abundante, en un rango de 0.006 a 2 mm de diámetro y en la mayoría de casos cementadas por calcita, sílice u óxido de hierro.

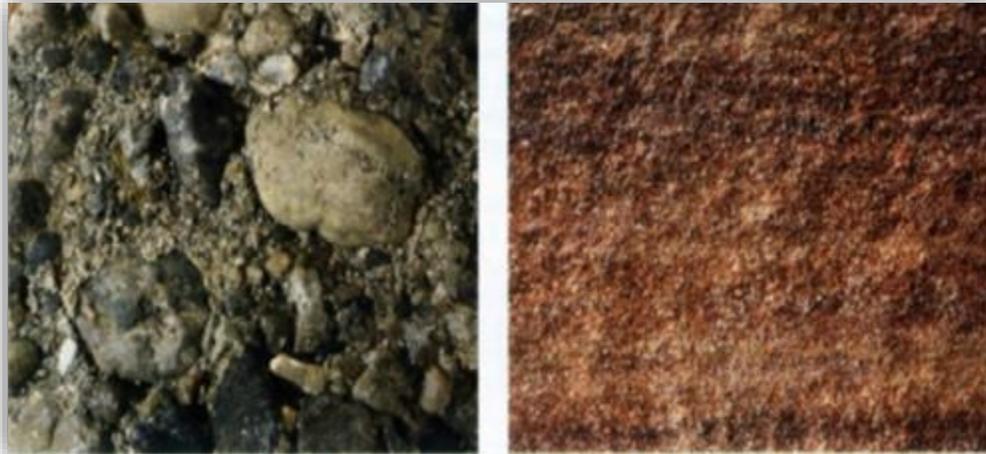


Figura 1.1 Roca conglomerante y arenisca (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

- **Arcilla (Shales):** Cieno endurecido o lutita (mudstone) de menos de 0.062 mm de diámetro, es la roca sedimentaria más abundante. Esta estratificada en láminas delgadas que al presentar coloración oscura indica su riqueza en material orgánico. Depositado en ambientes de aguas tranquilas, como lagunas, mares cerrados poco profundos, su color rojo es indicativo de oxidación del material orgánico.
- **Limonita (Siltstones):** Partículas en un rango de 0.004 a 0.062 mm de diámetro. Comúnmente forman capas delgadas llamadas láminas; transportada principalmente por suspensión en ríos, depositándose principalmente en deltas.

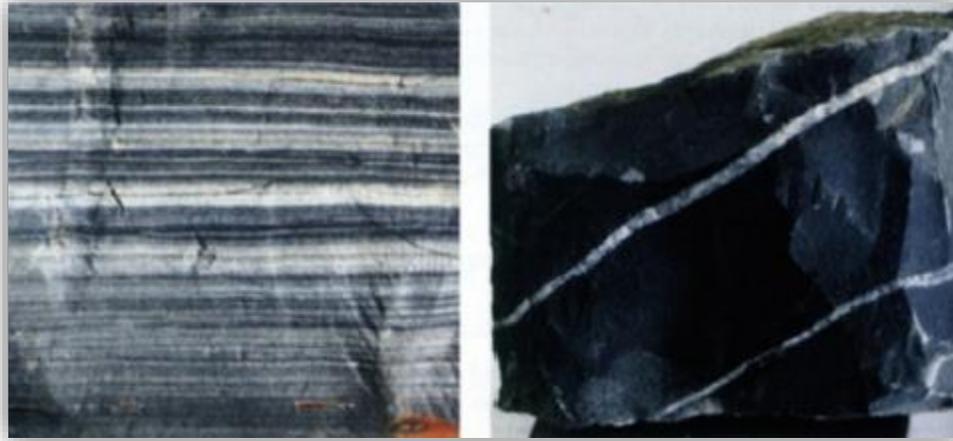


Figura 1.2 Arcilla y Limonita (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

➤ **Rocas orgánicas.**

Rocas formadas por precipitación química y actividad biológica, divididas en:

- **Caliza (Limestones):** Compuesto por carbonato de calcio (CaCO_3).
- **Dolomita (Dolostone):** Compuesto por carbonato de calcio y magnesio ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).
- **Domos de sal (Rock salt):** Compuesto por cloruro de sodio (NaCl), algunas pueden ser de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y productos de la evaporación en lagos salinos.
- **Pedernal (Chert):** Compuesto por cuarzo micro-cristalino duro y denso, usado en la antigüedad para fabricar cabezas de flechas, lanzas y herramientas.



Figura 1.3 Caliza (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

1.6 MIGRACIÓN.

Después del proceso de formación, el petróleo generado dentro de los espacios porosos de la roca madre comienza a desplazarse a otras formaciones litológicas hasta ser bloqueado y confinado por otra roca, estos almacenamientos son llamados **yacimientos**.

La migración del hidrocarburo según estudios se cree que es en dos etapas (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014):

- La primera migración que presentan los hidrocarburos después de su generación es por la incompatibilidad de densidades y la compactación de la roca que cierra los poros, creando una fuerte presión interna en la roca que propicia la expulsión del hidrocarburo a través del fracturamiento de la matriz mineral o aprovechando las fallas preexistentes.
- Una segunda migración se realiza por la flotabilidad de los hidrocarburos con el agua asociada, situación provocada por la diferencia de densidades. El hidrocarburo que se encuentra en la roca madre se desplaza a otros estratos geológicos a través de fracturas hasta encontrar una trampa que detenga su migración y formar un yacimiento.

1.7 YACIMIENTOS PETROLEROS.

Los hidrocarburos se encuentran confinados en trampas geológicas denominadas **yacimientos**.

Una trampa se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente; es decir, la presión que el hidrocarburo tiene en un punto es la misma que tendrá en cualquier parte del yacimiento.

Un yacimiento está constituido por dos tipos de rocas: una almacenadora y otra de sello:

- **La roca almacenadora** es una roca porosa y permeable, dentro de la cual el hidrocarburo ocupa los huecos o poros de la roca a presión y temperatura elevada, cuyas magnitudes dependen de la profundidad a la que se localiza el yacimiento.
- **Las rocas almacenadoras** más comunes son las **areniscas**, mientras que el segundo grupo con aproximadamente el 30% de los yacimientos está representado por **rocas carbonatadas (dolomitas y calizas)**, un dato importante de este grupo es que más del 40% de los campos gigantes de petróleo y gas se localizan en este tipo de roca.

Un último tipo de roca almacenadora poco común son las rocas **intrusivas** y de **basamento**.

- **La capa impermeable se denomina comúnmente roca sello o tapón;** generalmente es una roca cuya permeabilidad por reducción de los poros va disminuyendo progresivamente hasta un tamaño capilar o inferior por el cual el petróleo no es capaz de franquear quedando detenido.
- **Los tipos de roca sello son muy variados;** en general cualquier roca que se adapte a la definición puede serlo. Entre los tipos más comunes están, las **lutitas**, toda la serie de **evaporitas (anhidrita, precipitados salinos, yeso)** y las rocas carbonatadas (**margas, calizas arcillosas finas, arcillas calcáreas**).

Los yacimientos se clasifican en tres tipos:



Figura 1.4 Trampas Típicas que contienen petróleo (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

- **Trampas estratigráficas:** Son las trampas de carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen, es decir, los hidrocarburos migran hacia la superficie a través de rocas porosas hasta chocar con un estrato impermeable que trunca los estratos porosos.
- **Trampas de tipo estructural:** Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales, los sinclinales y

estructuras como los domos de sal. Una de las estructuras más favorables para entrapar hidrocarburos son los pliegues anticlinales.

En estos plegamientos se acumulan los fluidos en las rocas porosas disponiéndose los mismos, según sus densidades: el gas en la parte superior, el hidrocarburo en posición intermedia y el agua por debajo de este.

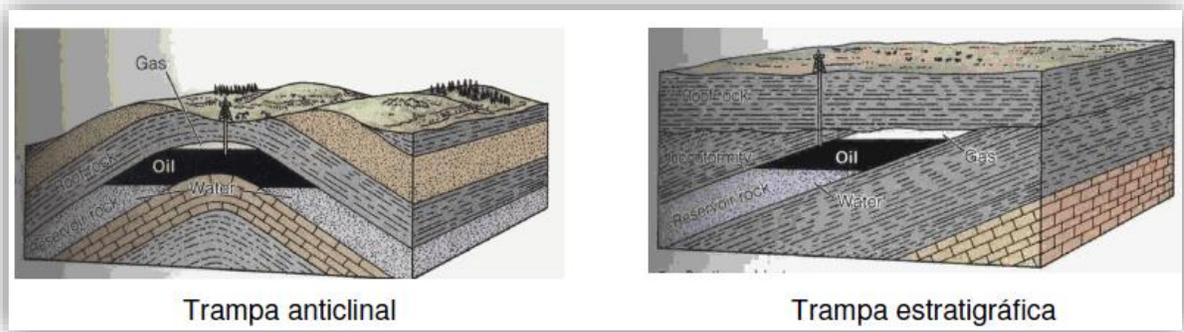


Figura 1.5 Trampas Típicas Estructurales (Geología del Petróleo, Rodríguez Eduardo, 2014).

- **Trampas combinadas:** Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.

1.8 EDAD DE LOS YACIMIENTOS.

Tradicionalmente se designa la edad de los yacimientos conforme a la edad de la roca almacenadora, pero esta no coincide con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora. En términos de producción mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son las del Terciario (en México las del cretácico), en menor grado las del Jurásico y por último las del Paleozoico.

Así las reservas probables en la mayoría de los campos del mundo occidental, están distribuidas de la siguiente manera:

- 53% formaciones del Mesozoico.
- 29% formaciones del Mioceno y Oligoceno.
- 9% formaciones del Paleozoico
- El resto en formaciones terciarias anteriores y posteriores al Mioceno-Oligoceno.

1.9 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS EN MÉXICO.

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio mexicano han sido agrupados en tres regiones (El Petróleo en México, Bernard Tissot, 2013): Región Marina, Región Norte y Región Sur.

- **La región Marina** se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y el talud del Golfo de México y está integrada a su vez por dos regiones: la Marina Noroeste y la Marina Suroeste.
- **La región Marina Noreste**, abarca una superficie de más de 166,000 km² y queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. En esta porción se encuentra el complejo Cantarell.
- **La región Marina Suroeste**, abarca una superficie de 352,390 km², en la parte Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección Este con la región Marina Noreste; al Norte con las aguas territoriales; y al Oeste con el proyecto Golfo de México de la región Norte.
- **La región Norte** es la más extensa del sistema petrolero nacional con más de 2,000,000 km². Limitada al Norte con los Estados Unidos de Norteamérica, al Este con el Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el río Papaloapan. Esta región abarca los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, México, Morelos, Distrito Federal y parcialmente en las entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz.
- **La región Sur** se encuentra limitada al Norte con el Golfo de México con la región norte en el paralelo 18 grados, al Noreste con el río Tesechoacan, hacia el Sureste con el mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. Su superficie es aproximadamente de 390,000 km² y comprende los estados de Veracruz, Guerrero, Oaxaca, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.



Figura 1.6 División de Regiones Petroleras (*El Petróleo en México, Bernard Tissot, 2013*).

CAPÍTULO II. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN MÉXICO.

Desde los tiempos de las primeras civilizaciones el petróleo era utilizado. Se dice que Noé lo utilizó como impermeabilizante para proteger su célebre arca, los babilonios y los asirios lo empleaban para alumbrado en sustitución del aceite vegetal y como cemento en las construcciones. Los árabes y los hebreos lo tenían para usos medicinales, los egipcios lo utilizaban en sus prácticas de embalsamiento y los romanos para destruir las naves enemigas.

México no fue la excepción, los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se encuentra la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes.

Los antecedentes históricos señalan que el primer pozo petrolero perforado en México se realizó en el año 1869 en el estado de Veracruz, sin embargo, la historia comercial en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Canfield y Edward L. Doheny compraron la hacienda de Trujillo, en el municipio de Ebano, San Luis Potosí y crearon la empresa Mexican Petroleum of California.

El 14 de mayo de 1901 al llegar a una profundidad de 433m brotó aceite en el pozo bautizado con el nombre de Doheny-1, teniendo una producción de 50 Bd (barriles diarios). Sin embargo, a pesar de los 19 pozos perforados posteriormente la empresa consideró los campos como fracasos.



Figura 2.1. Edward L. Dohery y Charles A. Canfield (*El Petróleo en México, Bernard Tissot, 2013*).

Posteriormente la compañía Mexican Petroleum of California revivió debido a dos hechos en concreto: un crédito por 50 mil pesos que concedió el Banco de San Luís Potosí y la interpretación del ingeniero mexicano Ezequiel Ordóñez que marco el lugar.

El 3 de abril de 1904 en el cerro la Pez cuando se perforaba el Pozo La pez-1 a una profundidad de 502 m broto un chorro de aceite negro a 15 m de altura, del cual se extrajeron 1,500 bd (barriles diarios) durante varios años.

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del presidente Francisco I. Madero expidió el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial sobre la producción petrolera y posteriormente, ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95% del negocio.



Figura 2.2 Auge del Petróleo en México Antiguo (*El Petróleo en México, Bernard Tissot, 2013*).

Posteriormente, Venustiano Carranza creó en 1915 la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos y contratos petroleros para ejercer control de la industria y recuperar algo de lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres al Norte del Estado de Veracruz y parte del Estado de Tamaulipas, zona que se llamó "Faja de Oro". Al campo más importante de esta serie de yacimientos, se le conoce con el nombre de Cerro Azul y fue el primer campo gigante en México.

El pozo Cerro Azul-4, localizado en los terrenos el Tolteco y Cerro Azul, propiedad en aquel entonces de la Huasteca Petroleum Company al llegar a una profundidad de 545m, arrojó la tubería del pozo, destrozó la torre y alcanzó una altura de 180m. La producción del pozo Cerro Azul-4 alcanzó un gasto aproximado 260 mil Bd (barriles diarios).

La explotación de esta provincia geológica tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar – en 1921- a una producción diaria de 530 mil Bd (barriles diarios) , que en aquel entonces representaba el 25% de la producción mundial de petróleo, colocando a México como tercer productor mundial.

La acelerada explotación de los campos de la Faja de Oro originó que se presentara una fuerte declinación de la producción, aun cuando la serie de yacimientos productores estaban bajo el efecto de un activo empuje hidráulico. De este modo para 1938, año en que el gobierno mexicano dictaminó la expropiación de la industria petrolera, la producción había disminuido a los 100 mil Bd (barriles diarios).

Ese mismo año se fundó Petróleos Mexicanos (PEMEX) como entidad pública y se le responsabilizó de explotar este recurso natural de nuestro país.



Figura 2.3 Logotipo de Petróleos Mexicanos (El Petróleo en México, Bernard Tissot, 2013).

El importante esfuerzo exploratorio realizado por Petróleos Mexicanos a partir de la expropiación petrolera, permitió el hallazgo de un crecido número de yacimientos petrolíferos localizados en diferentes regiones de la planicie costera del Golfo de México, siendo los más importantes en la porción norte, los campos Tres Hermanos y Tamaulipas-Constituciones; en la región central, los campos San Andrés, Remolino Santa Águeda,

Ezequiel Ordóñez y Angostura y en la parte sur, los campos La Venta, Cinco Presidentes, Ogarrio, El Plan, Cuichapa y el Golpe.

A pesar de que el año de 1971 incorporó a explotación un significativo número de yacimientos, México paso a ser un país importador de petróleo como resultado de la creciente demanda interna.

Esta situación permaneció hasta 1974, año en el que México reinició sus actividades como exportador de petróleo, para estas fechas la producción alcanzó un promedio cercano a los 700 mil Bd (barriles diarios), al iniciarse la explotación de los campos Sitio Grande y Cactus descubiertos en 1972 en los estados Chiapas y Tabasco.

En esta prolífica provincia que es productora en rocas carbonatas del mesozoico, se tienen 37 campos productores que comprenden yacimientos de petróleo ligero, de aceite volátil y de gas condensado. Entre estos destaca el complejo Bermúdez que fue el primer campo súper gigante descubierto en México.

En este mismo año se inició la explotación de los campos de la Sonda de Campeche, cuyo descubrimiento se ubica tres años atrás, siendo el Chac-1 el primer pozo exploratorio perforado en esa área. En esta provincia se ubica el complejo Cantarell que por sus dimensiones se clasifica dentro de los 10 yacimientos súper gigantes del mundo. A la fecha, en la sonda de Campeche se han descubierto 14 campos productores de petróleo pesado y de petróleo ligero, siendo los más importantes en el área de Cantarell, Abkatun, Pol y Ku.

Aun cuando estos campos no se han desarrollado completamente, a fines de 1982 se obtuvo de ellos una producción cercana a los 2 millones Bd (barriles diarios).

El tercer campo súper gigante que posee México, es el Paleocañon del Chicontepec, que se encuentra localizado en la porción central de la franja costera del Golfo de México; este yacimiento se caracteriza por su baja productividad y por esta causa su desarrollo es lento ya que los recursos financieros disponibles se han destinado a regiones de mayor productividad.

Un hecho resaltable de la historia petrolera en México, es que a partir del año 1938, periodo en el que se nacionalizó la industria petrolera, la producción de petróleo ha tenido variaciones muy importantes, pero todas ellas de carácter ascendente, de tal forma que, con la explotación de tres yacimientos súper gigantes, 12 campos catalogados como gigantes y un sin número de estructuras productoras adicionales, el país llegó a ser y se ha sostenido como el sexto productor de petróleo a nivel mundial con una producción de 2.7 millones Bd (barriles diarios).

CAPÍTULO III. PROSPECCIÓN PETROLERA (EXPLORACIÓN).

El petróleo como se mencionó antes se encuentra confinado en un depósito o yacimiento. El hallazgo de un yacimiento petrolero no es obra librada al azar y obedece a una tarea científicamente organizada que se planifica con mucha anticipación.

Una cosa es saber que existen trampas de petróleo y otra muy distinta localizar con exactitud las trampas que están ubicadas muy por debajo de la superficie terrestre. Luego, determinar la probabilidad de que haya petróleo y gas en la región de entrapamiento constituye otro problema más.

Una de las funciones del geólogo petrolero es localizar los pliegues del terreno, su tipo y la naturaleza de las capas que lo forman, a fin de descubrir las estructuras favorables del suelo que pudieran haber aprisionado el petróleo. Para esto se han empleado variadas técnicas de las cuales nombraremos aquí algunas.

Se han usado muchos métodos para localizar las trampas de petróleo, pero los más importantes son: **los levantamientos aéreos, la exploración geológica superficial y la exploración geofísica (sísmica).**

3.1 LEVANTAMIENTOS AÉREOS Y POR SATÉLITE.

Uno de los primeros pasos en la búsqueda de yacimientos petroleros es la obtención de fotografías o imágenes por satélite, avión o radar de una determinada zona geográfica.

Esto permite elaborar mapas geológicos que muestran las características del área, como es la vegetación, topografía, corrientes de agua, tipo de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas, etc. Esta información da una idea de aquellas zonas que tienen condiciones propicias para la presencia de mantos sedimentarios adecuados para la formación de petróleo.

Actualmente las fotografías o imágenes pueden obtenerse por avión, satélite o radar, con lo cual se elaboran mapas geológicos muy precisos.

Los levantamientos realizados desde grandes altitudes proporcionan una perspectiva general del área geográfica estudiada. Las principales estructuras superficiales como los anticlinales y las regiones falladas pueden ser observadas claramente con estos métodos.

Esta información ayuda a localizar las áreas que merecen una investigación más detallada.

Durante los primeros años de la prospección petrolera, la visualización desde una aeronave y el levantamiento de mapas de los patrones de drenaje de ríos y arroyos constituían métodos eficaces de levantamiento.

Los levantamientos aéreos y por satélite modernos son más complejos, permitiendo la evaluación de numerosas características, incluyendo las anomalías térmicas, las variaciones de densidad, la composición mineral, la filtración de petróleo y muchas otras.

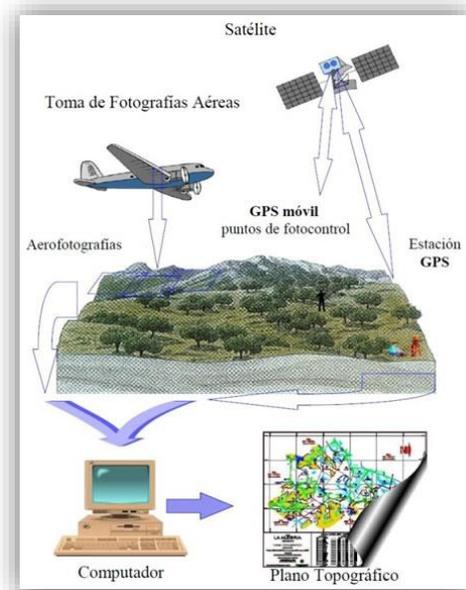


Figura 3.1 Levantamiento Aéreo y por Satélite (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).



Figura 3.2 Plano Topográfico (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

3.2 EXPLORACIÓN GEOLÓGICA SUPERFICIAL

La observación de los afloramientos de rocas (donde los estratos subterráneos llegan a la superficie), trincheras y paredes de cañones por geólogos capacitados permite identificar la litología y evaluar las posibilidades de rocas petrolíferas, estratos de calidad productiva y mecanismos de entrapamiento en el área que se está estudiando.

Por ejemplo, se ha aprendido mucho sobre los antiguos depósitos a partir del estudio de los deltas de ríos modernos. Los mapas geológicos detallados que fueron preparados a partir de estas observaciones muestran la posición y la forma de las estructuras geológicas y proporcionan descripciones de las características físicas y de los fósiles contenidos en los estratos.

También **el análisis químico del suelo** con muestreos a diferentes profundidades indica la presencia de hidrocarburos y los **estudios microbiológicos** determinan si existen microorganismos consumidores de hidrocarburos en el suelo.

Las filtraciones son indicaciones cualitativas pero no cuantitativas y tampoco permiten asegurar que el reservorio está ubicado debajo de la filtración.

El reconocimiento de campo además de los análisis y registros anteriormente anotados permite descubrir las rocas y suelos expuestos, así como su distribución pudiendo ser registrados en un mapa llamado mapa geológico. De otra parte se miden direcciones e inclinaciones de las capas que dan una idea acerca de las estructuras presentes en el área.

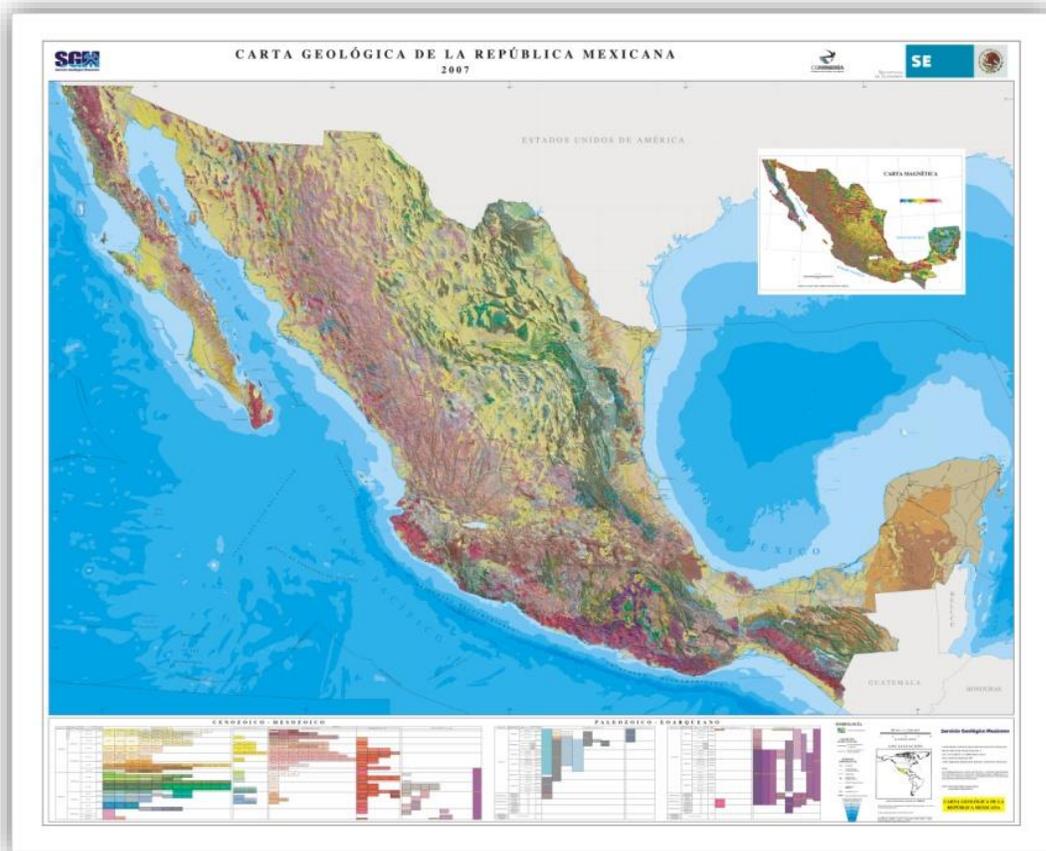


Figura 3.3 Carta Geológica de México (Secretaría de Economía, 2007).

3.3 EXPLORACIÓN GEOFÍSICA.

Entre estos métodos se destacan los relacionados con la exploración geofísica. Esto es la aplicación de la física en busca de yacimientos. Así tenemos métodos magnéticos, gravimétricos, sísmicos y radiactivos.

El magnetómetro puede detectar la presencia de minerales magnéticos como la magnetita, la cual puede ser encontrada en rocas ígneas (procedentes de erupciones volcánicas) pero en muy pocas cantidades en rocas sedimentarias. Las diferencias de lectura permiten determinar la profundidad de las capas y su espesor.



Figuras 3.4 Magnetita y 3.5 Magnetómetro (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

El gravímetro registra las variaciones de la gravedad terrestre producidas por masas de diferentes densidades (la densidad es la relación que existe entre el espacio que ocupa un cuerpo y la cantidad de materia que este posee; diremos que un cuerpo es muy denso cuando su materia ocupa el mínimo espacio posible).

Por ejemplo los granos de las rocas ígneas están densamente organizados a diferencia de los de las rocas sedimentarias que están más separados. Por lo tanto el gravímetro permite diferenciar los tipos de rocas existentes en el subsuelo.



Figura 3.6 Gravímetro (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

Los métodos radiactivos usan aparatos sensibles a la radioactividad para detectar directamente la presencia de aceite.

Un método muy usado y que mayores impactos ambientales provoca es el de la prospección sísmica.

Consiste en crear temblores artificiales mediante la activación de cargas explosivas a profundidades entre 10 y 30 pies de profundidad o bien mediante la descarga de un gran peso sobre la superficie del suelo o la utilización de un vibrador (vibrosis). La explosión, la descarga o la vibración producen ondas sísmicas análogas a las de los terremotos que se propagan chocando con las diferentes capas de rocas del subsuelo.

Las ondas al chocar se reflejan a la superficie con una velocidad e intensidad diferente dependiendo del tipo de roca que encuentran a su paso. Al regresar a la superficie las ondas producen una vibración en unos receptores de alta sensibilidad llamados geófonos, que las registran y recogen en forma de corriente eléctrica transmitiéndose entonces por un cable al camión registrador.

Este registro permite establecer el tiempo empleado por cada onda sísmica en llegar a los estratos rocosos, reflejarse y ascender a la superficie. De esta manera se puede determinar el tipo de estrato y la distancia a la cual se encuentra con lo cual se obtiene un mapa indicativo de las estructuras del suelo.

El trabajo de campo de reflexión sísmica consta de varias fases:

- **Topografía y corte de líneas:** Consiste en la ubicación y apertura de picas ecológicas (trocha o líneas de exploración sísmica) dirigidas por un grupo de topografía el cual mediante el uso de topografía convencional (teodolito y jalones) o equipo electrónico que marca las coordenadas por medio de satélite, se encarga de orientar, nivelar la línea y señalar (con estacas de madera y placas de zinc) los puntos de disparo y de estaciones receptoras, de acuerdo con un programa preestablecido.

En topografía y corte de línea intervienen diversos trabajadores, dependiendo del terreno explorado y la tecnología empleada, los cuales se establecen cerca de la línea sísmica y construyen campamentos móviles conocidos como volantes.



Figura 3.7 Equipo convencional y 3.8 Equipo satelital (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).



Figura 3.9 Trocha y 3.10 Puntos de Disparo y Estaciones Receptoras. (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

- **Perforación de pozo sísmico:** Es la apertura de huecos de aproximadamente 10 cm de diámetro y una profundidad variable, denominados pozos; para lo cual se emplean ayudas manuales, mecánicas o neumáticas, de acuerdo con las características del área.

Una vez se abre el pozo es necesario mantenerlo, dado que este tiende a derrumbarse por las diversas presiones del subsuelo, para lo cual se utilizan tuberías de PVC como sistema de revestimiento, en cuyo extremo distal se coloca un tapón adherido con soldadura de PVC, con el fin de evitar el llenado del pozo.



Figura 3.11 Perforación de un Punto de Disparo y 3.12 Perforación con Equipo de Aire (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

- Detonación y registro: En los pozos se coloca una carga de explosivos y se extiende luego una red de detonación. En forma conjunta se instala un sistema de geófonos (instrumentos que transforman la energía mecánica del movimiento sísmico en impulsos eléctricos), que permitirán el registro de las ondas sísmicas que se originan una vez se hace detonar la carga de los pozos. Los impulsos eléctricos generados en los geófonos se transmiten a los instrumentos de grabación y reproducción que toman la información y la registran en cintas magnéticas o en registros gráficos de papel.

Una vez terminada la detonación de los pozos, un grupo de recogedores debe recuperar el cable, los geófonos y tapar la línea. En forma alterna se realizan actividades de transporte de materiales, equipos, explosivos y personal, instalación de campamentos volantes, bodegaje, etc.

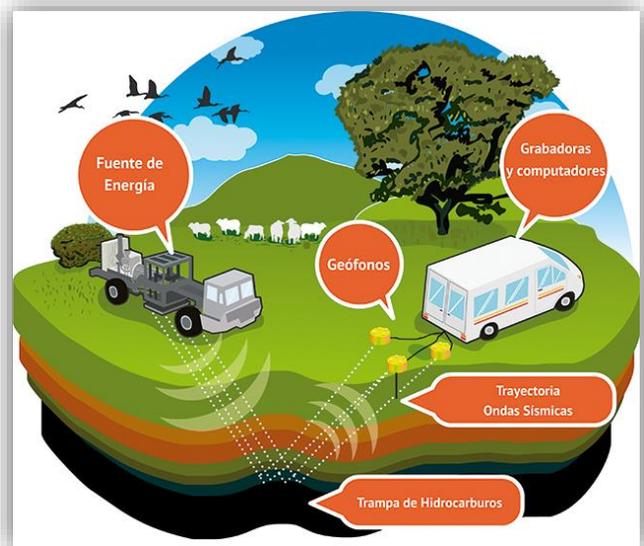
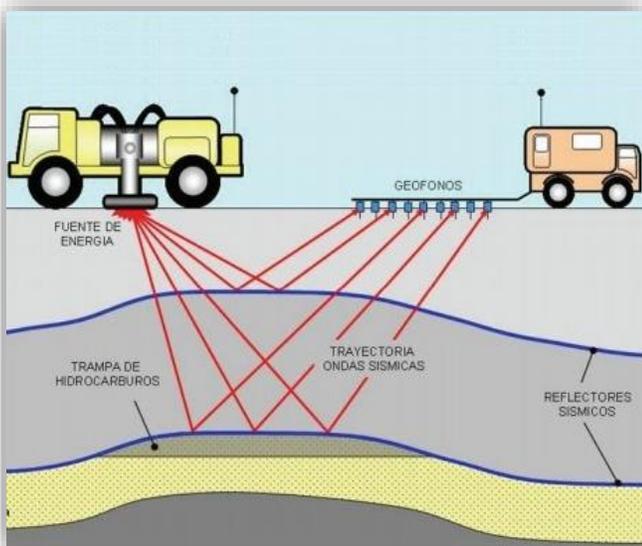


Figura 3.13 y 3.14 Detonación y Registro (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

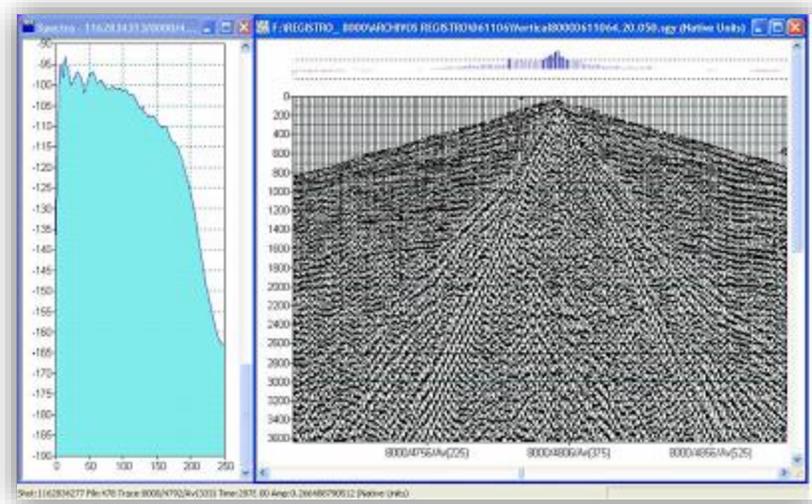


Figura 3.15 Registro Sísmico (Petróleo: Prospección y Perforación, Richard Kraus, 2014).

CAPÍTULO IV. PERFORACIÓN PETROLERA.

4.1 OBJETIVOS Y DEFINICIÓN.

➤ Objetivo de la Perforación:

El objetivo de la perforación es lograr perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos.

➤ Objetivo de la Optimización de la Perforación:

Esto se refiere a incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas en la perforación de Pozos.

➤ Definición:

La operación de perforación, puede ser definida tan simple como el proceso de hacer un **agujero**, sin embargo, es una tarea bastante compleja y delicada, por lo que debe ser planeada y ejecutada de tal manera que sea efectuada en forma segura, eficiente y produzca un pozo económico y útil.

Inicialmente la perforación de un pozo se realizaba hasta una profundidad de 305 m. usando barras de hierro transportadas en hombros por dos hombres y colgadas con cuerdas. Unos años más tarde se bajaron al pozo columnas de tubería de hierro para subir el petróleo a la superficie.

Alrededor del tubo se amarraban exteriormente sacos de alimento para ganado llenos de granos secos que al humedecerse se hinchaban y sellaban el agua indeseable a los estratos superiores de escasa profundidad.

Después de que se patentó el torpedo Robert se produjeron explosiones superficiales que crearon fracturas en las rocas permitiendo un flujo más abundante de petróleo.

Actualmente en México las perforaciones en tierra se realizan hasta una profundidad aproximadamente de 8,000 metros.

4.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

- **Los pozos pueden clasificarse (Lahee Frederick Henry, 1960) como:**

- **Pozos de Exploración:**

Es aquel pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas.

Es la perforación de pozos localizados fuera de los límites de yacimientos conocidos o descubiertos con el objetivo de buscar nuevos horizontes productores, arriba o abajo del horizonte productor.

Este tipo de pozos puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente.

- **Pozos Delimitadores.**

Es la perforación de pozos dentro de los límites de un yacimiento con el objetivo de delimitar horizontal y/o verticalmente los yacimientos y adquirir información que permita realizar una caracterización inicial para incrementar el grado de certidumbre, reclasificar o modificar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo del o de los yacimientos descubiertos.

- **Pozos de Desarrollo.**

Son aquellos pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo y debido a la incertidumbre acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos, algunos pozos de desarrollo pueden resultar secos.

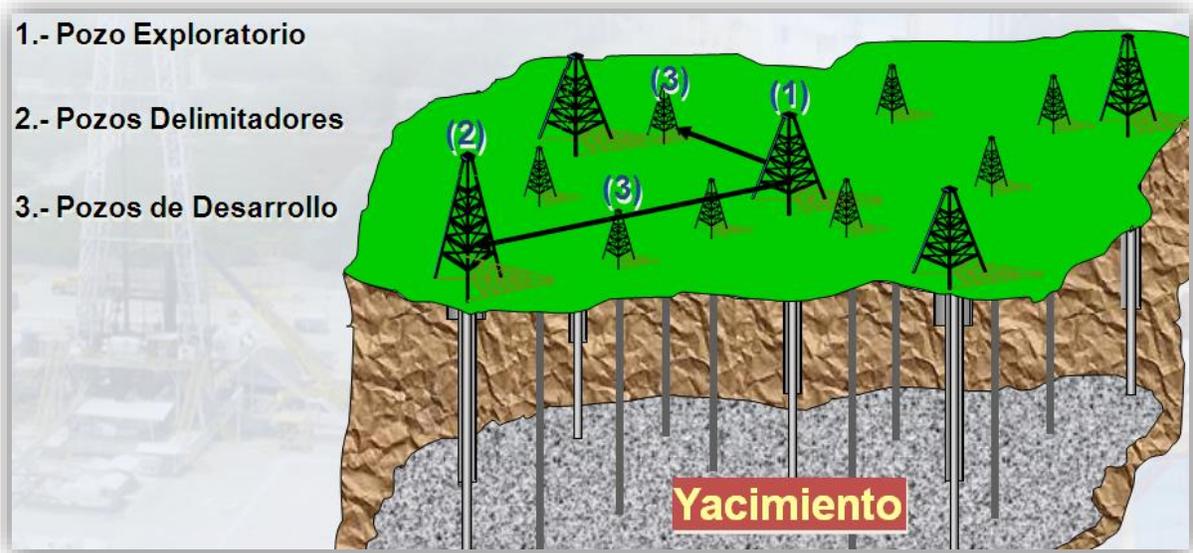


Figura 4.1 Clasificación de un Pozo Petrolero (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences G. y Arellano Gil J., 2008).

➤ **Según el Objetivo que se Persiga.**

Aunque el principal objetivo de la perforación de un pozo es la producción de hidrocarburos, existen múltiples razones por las cuales se lleva a cabo este proceso; algunos de los objetivos más comunes son: la inyección de fluidos en el yacimiento, la obtención de información del subsuelo o del comportamiento de los pozos, la realización de actividades complementarias en el desarrollo del campo, y finalmente cuando exista una pérdida de control del pozo (reventón).

➤ **Pozos de Inyección:** Son aquellos pozos que permiten inyectar fluidos en las formaciones atravesadas durante la perforación, el fluido inyectado puede ser gas, agua, vapor de agua o productos químicos. El proceso de inyección se realiza principalmente con dos objetivos: mantener la presión del yacimiento o para desplazar los fluidos que se encuentran en la formación hacia los pozos productores. (Figura 4.2-a).

➤ **Pozo Productor:** Tiene por objeto la extracción de hidrocarburos de un yacimiento (Figura 4.2-b).

➤ **Pozo Estratigráfico:** Su objetivo no es encontrar hidrocarburos, sino estudiar la columna estratigráfica, con el fin de obtener información geológica del subsuelo o petrofísica, razón por la cual no se realiza la terminación de este tipo de pozo, tal y como se muestra en la (Figura 4.2-c).

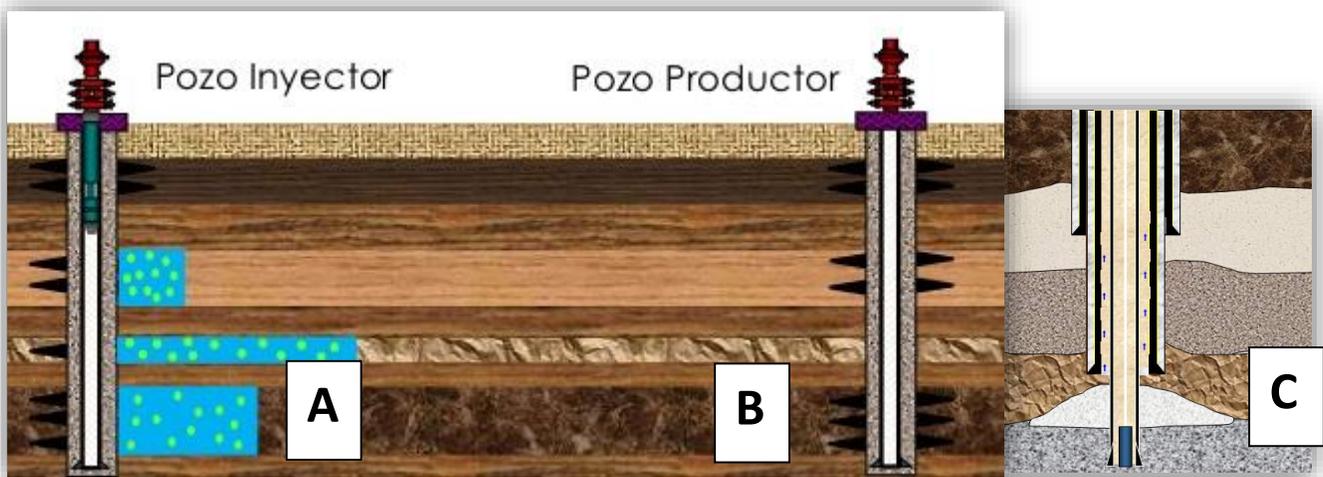


Figura 4.2 Clasificación de los Pozos según su Objetivo. a) Inyector. b) Productor. c) Estratigráfico (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences, G. y Arellano Gil, J., 2008).

➤ **Según la Trayectoria**

En los inicios de la perforación los pozos se construían con trayectorias verticales o al menos eso se pensaba, puesto que no se tomaba en cuenta la tendencia natural del hoyo a desviarse, sin embargo, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de la perforación direccional controlada, la cual permite la construcción de pozos de alivio, atravesar varias arenas, llegar a zonas inaccesibles, evitar complicaciones geológicas, etc. La experiencia ha demostrado que **la mayoría de los pozos direccionales** se encuentran dentro de uno de los siguientes seis patrones básicos: inclinados, tangenciales, tipo J, tipo S, tipo S especial, horizontales y multilaterales.

- **Verticales:** El término pozo vertical es utilizado para identificar aquellos pozos cuya desviación vertical se mantiene a ángulos de valores muy pequeños, debido a que en la realidad, no es posible que un pozo sea totalmente vertical en el correcto sentido de la expresión; por tal razón, al perforar este tipo de pozos se lleva el control de la desviación de la verticalidad del hoyo, sin tomar en cuenta en qué dirección se efectúa, es decir, sólo se realiza la medida del ángulo existente entre el hoyo y la vertical (Figura 4.3-a).
- **Direccionales:** Son aquellos cuya trayectoria ha sido desviada para alcanzar un objetivo determinado, generalmente la ubicación en el fondo del pozo, suele encontrarse en un área inaccesible desde superficie. En este tipo de pozos, la desviación vertical y horizontal se controlan con mucho cuidado dentro de los límites pre-establecidos. Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación y pueden ser:

- **Tipo Tangencial:** La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta se mantiene constante hasta el objetivo (Figura 4.3-b). Este tipo de pozo presenta ventajas, tales como:
 - Ángulo de inclinación moderado.
 - Menor riesgo de atascamiento.

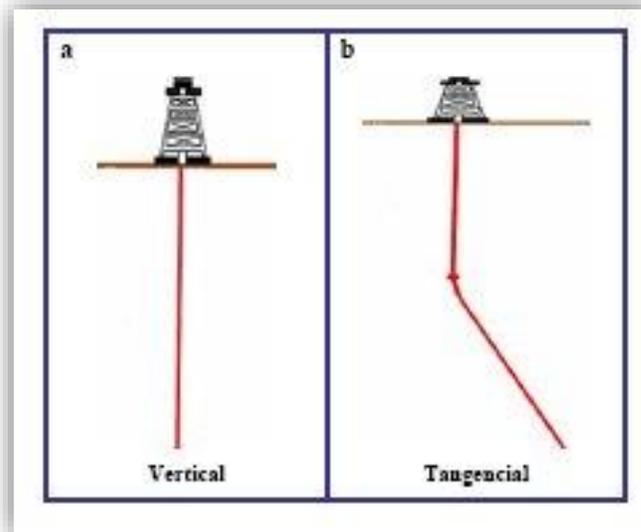


Figura 4.3 Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Vertical. b) Tangencial (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences, G. y Arellano Gil, J., 2008).

- **Inclinados o de Alto Ángulo:** Es aquel pozo direccional en el cual se controla intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical para llegar al objetivo seleccionado. En la Figura 4.4-a, se muestra la penetración de un estrato a un ángulo de 45°, utilizando un taladro inclinado.
- **Horizontal:** Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción.

La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo, en la Figura 4.4-b se muestra un esquema de un pozo horizontal. La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud y ésta a su vez, depende de las técnicas de perforación; otra consideración importante para la productividad es el esquema de terminación, que dependerá de las necesidades locales y de la experiencia que se tenga en el área.

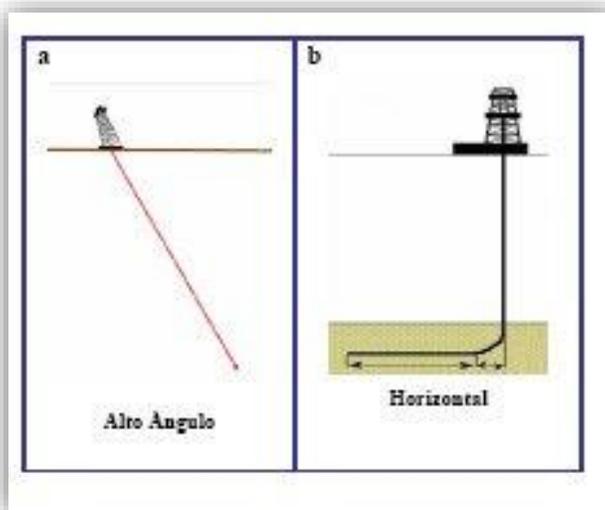


Figura 4.4 Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Alto Ángulo. b) Horizontal. (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences, G. y Arellano Gil, J., 2008).

- **Reentrada:** Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose perforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Este tipo de pozos se pueden re perforar con una sección vertical o direccional (Figura 4.5-a).
- **Multilaterales:** Consisten básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario (Figura 4.5-b). El objetivo principal de los pozos multilaterales es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas.

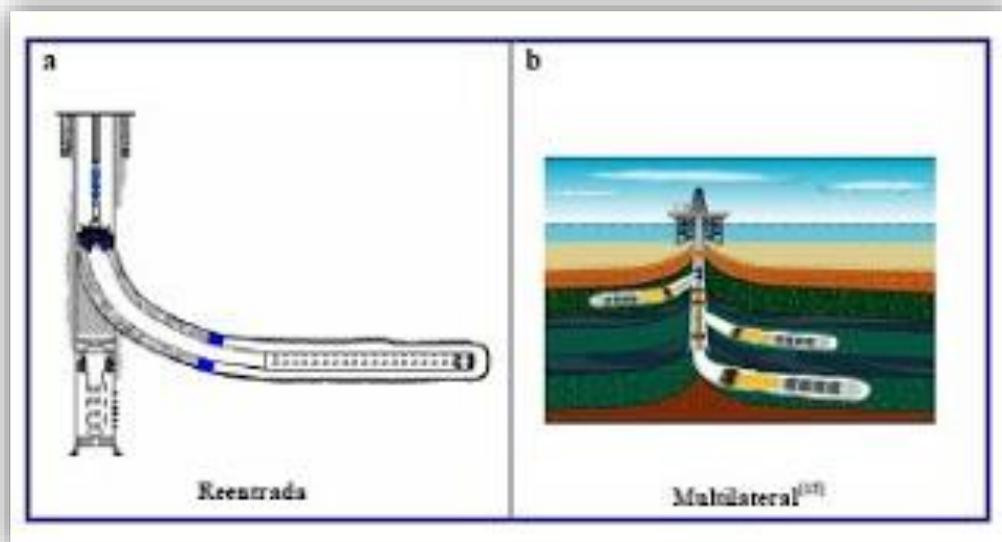


Figura 4.5 Clasificación de los Pozos según su Trayectoria. a) Reentradas. b) Multilateral. (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences, G. y Arellano Gil, J., 2008).

4.3 MÉTODOS DE PERFORACIÓN

La única manera de saber si hay realmente petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos; es mediante la perforación de un agujero en la corteza terrestre hasta la profundidad donde se presume que se encuentra el yacimiento, permitiendo así la comunicación entre el hidrocarburo entrampado y la superficie.

En los primeros días de la industria del petróleo se usaba el método de perforación conocido con el nombre de sistema de percusión, donde la perforación se realizaba por medio de un punzón. En la actualidad este método ha sido reemplazado por el sistema rotativo para perforar formaciones de gran dureza.

El sistema que se emplea en México, es el de perforación rotatoria, en el cual se perfora un agujero haciendo girar una barrena o trepano conectado a la sarta de perforación (tubos de perforación y lastra barrenas), cuya función es proporcionar la carga de compresión y torque en la barrena.

➤ ***Perforación por percusión***

El método de perforación más antiguo es el que se realiza por percusión o con cable. Es un método lento y de profundidad limitada, que rara vez se utiliza. Se basa en triturar la roca elevando y dejando caer una pesada barrena cincel con vástago sujeta al extremo de un cable. Cada cierto tiempo se extrae la barrena y los fragmentos de roca triturada se suspenden en agua y se eliminan sacándolos a la superficie mediante lavado a presión o bombeo.

La gente de la antigua China perforaba hace 1000 años, pozos de hasta 900 m de profundidad para explotar sal. Con un hierro pesado de la forma de una pera golpearon constantemente las rocas a perforar. Un poco de agua en el fondo del pozo se mezclaba con el polvo de roca y se extraía con baldes de tubo. El método se basa en la caída libre de un peso en sucesión de golpes rítmicos dados contra el fondo del pozo.

Las partes típicas de un equipo de perforación de percusión son:

Tambor elevador, poleas, balancín, achicador (cuchara), poza de lodo, cable, porta cables, tijera, barra percutor y barrena o trépano de perforación. Estos componentes se muestran a continuación (Figura 4.6).

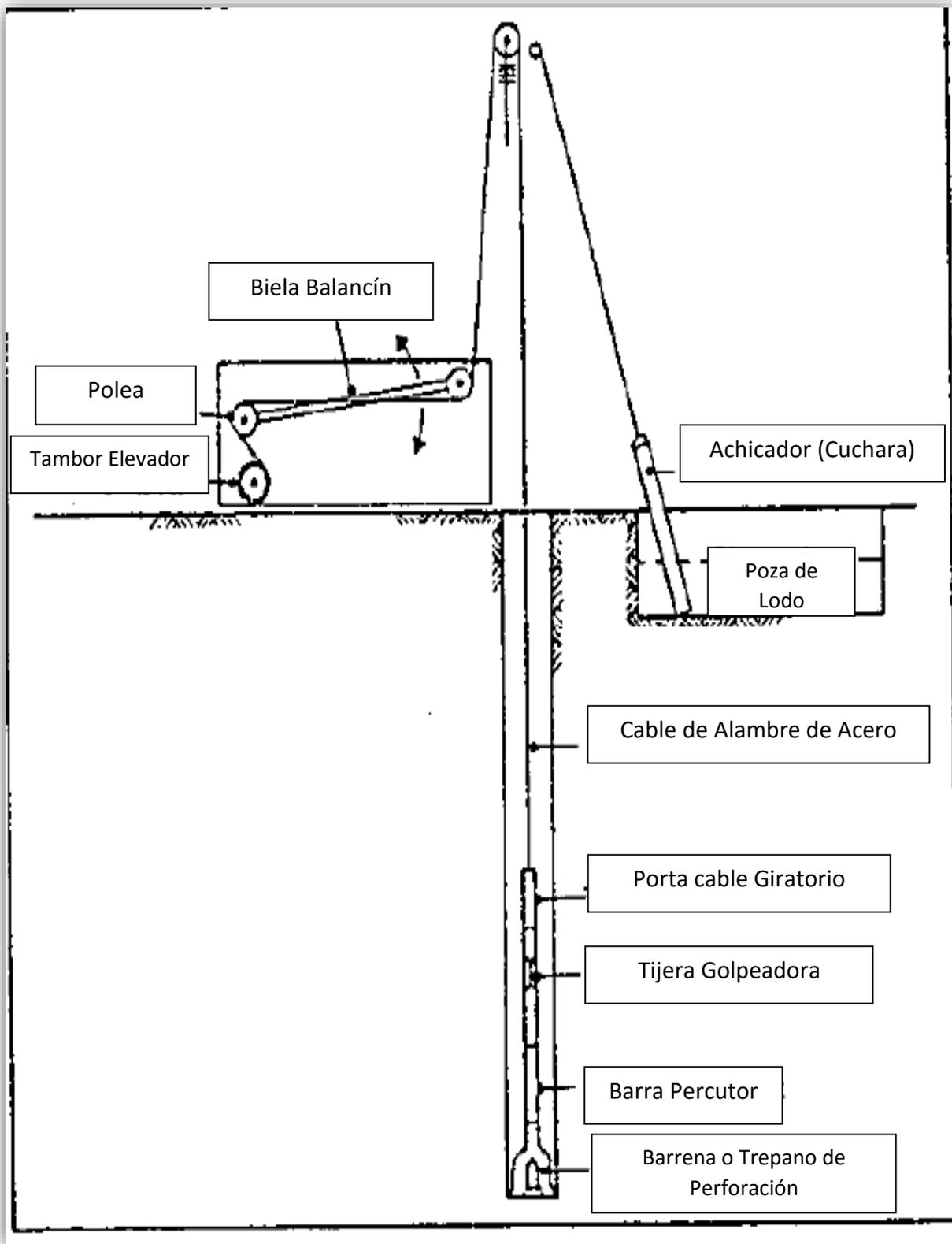


Figura 4.6 Equipo de Perforación de Percusión.
 (Perforación de Pozos Petroleros, Leopoldo Alafita M., 2014).

➤ **Perforación por Rotación Convencional**

Estos equipos se caracterizan porque trabajan girando o rotando la broca, trícono o trépano perforador.

El sentido de la rotación debe ser el mismo usado para la unión o enrosque de las piezas que constituyen la sarta de perforación. Todas las brocas, trépanos o trícónos, son diseñados para cortar, triturar o voltear las distintas formaciones que pueden encontrarse a su paso.

Estas herramientas son diseñadas para cada tipo de formación o terreno. El trabajo de perforación se realiza mediante la ayuda del lodo de perforación el cual desempeña las siguientes funciones: evita el calentamiento de las herramientas durante la operación, transporta en suspensión el material resultante de la perforación hacia la superficie del terreno y finalmente formar una película protectora en las paredes del pozo para de esta manera impedir el desmoronamiento o el derrumbe del pozo.

Un equipo de perforación por rotación típico, tiene las siguientes partes:

➤ **Mesa Rotatoria**

Su función es la de recibir la fuerza necesaria del motor para poder girar la sarta de perforación. Estas mesas pueden ser accionadas por acople directo o por engranajes y son redondas con tamaño de acuerdo a la magnitud del equipo de perforación.

En el centro lleva una abertura que puede ser cuadrada o hexagonal por la que pasa la barra giratoria llamada Kelly.

➤ **Flecha o Barra Giratoria (Kelly)**

Es una barra generalmente cuadrada de 4" de lado y que pasa por el centro de la mesa rotatoria y recibe de esta el necesario movimiento giratorio para poder perforar.

El extremo inferior se acopla a las brocas y el extremo superior al eslabón giratorio llamado Swivel que lo soporta conjuntamente con toda la sarta de perforación.

La barra es de acero de alta dureza y es hueca por el centro (2"), para de esta manera permitir el paso del lodo de perforación hidráulico. El Kelly puede subir, bajar o detenerse cuantas veces lo desee el perforador mediante el accionamiento de los controles respectivos.

➤ **Eslabón Giratorio (Swivel)**

Es un mecanismo que va acoplado a la parte superior del Kelly, es una pieza hueca en el centro. Aquí se acopla la manguera que viene desde la bomba de lodos.

➤ **Tubería de Perforación (Drill Pipe)**

Tubería construida con acero especial y se usa agregándose cada vez que se introduce el Kelly totalmente en el pozo y vuelve a sacarse, ya que de esta manera se dejó el espacio disponible para la tubería.

➤ **Tubería Pesada de Perforación (Drill Collar)**

También conocida como Botellas o Sobre peso. Son tubos de 6" o más y de 10' a 20' de largo y con un peso de 500 a 700 Kg. Su finalidad es aumentar el peso de la sarta de perforación y conseguir fácilmente el corte con los triconos.

➤ **Triconos o Brocas de Perforación**

Las brocas tienen la función de desagregación de las rocas durante la perforación de un pozo. Existe una amplia gama de triconos y cada uno está diseñado para determinadas rocas con determinadas características mecánicas y abrasivas.

➤ **Bomba de Lodos**

Su función principal es tomar el lodo de perforación de la presa de lodos y llevarla por la manguera hacia el Kelly y al fondo del pozo.

El lodo asciende a la superficie llevando en suspensión los recortes de la perforación. Por un canal pasa a la fosa de sedimentación donde se depositan por su propio peso partículas grandes y pesadas, arena, etc.

Del pozo de sedimentación el lodo con menos material en suspensión pasa por medio de otro canal hacia el pozo principal donde nuevamente es bombeado al pozo, cerrando el ciclo.

➤ **Motor**

La potencia depende de la magnitud del equipo de perforación.

La principal ventaja de este método de perforación es que es más rápido que el método por percusión.



Figura 4.7 Mesa Rotatoria y 4.8 Flecha (Perforación Rotatoria, Lizcano Hernández, 2013).



Figura 4.9 Eslabón Giratorio y 4.10 Tubería de Perforación (Perforación Rotatoria, Lizcano Hernández, 2013).

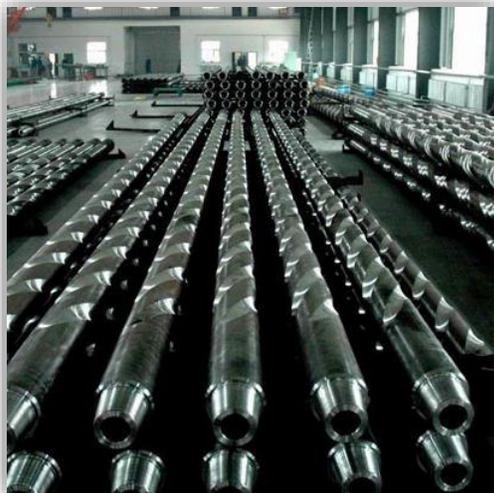


Figura 4.11 Tubería Pesada y 4.12 Barrena (Perforación Rotatoria, Lizcano Hernández, 2013).



Figura 4.13 Bomba de Lodos y 4.14 Motor (Perforación Rotatoria, Lizcano Hernández, 2013).

➤ **Perforación direccional.**

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección) (**Bourgoyne, 1991**).

La perforación direccional tiene como objetivo, el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada.

Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y, donde el plano "X" se define como el plano de dirección y "Y" como el de inclinación.

Luego entonces, los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos "X" y "Y" son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (Figura 4.15).

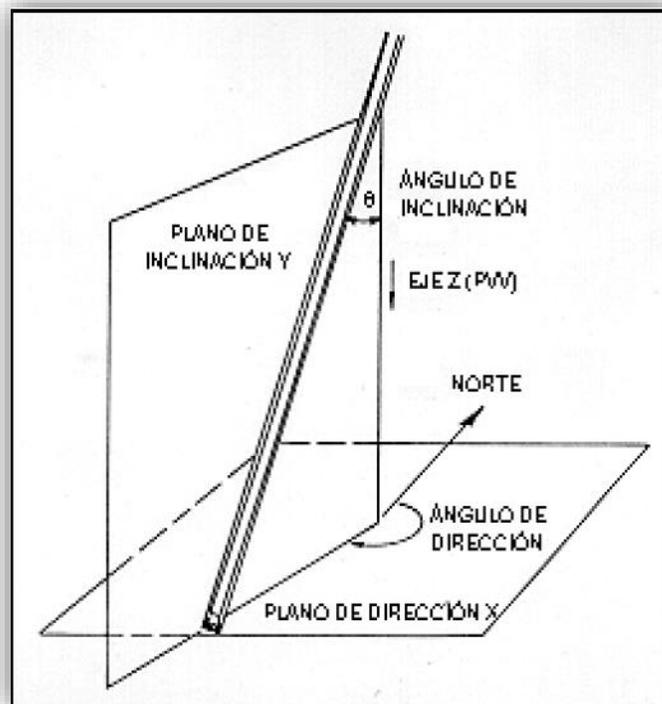


Figura 4.15 Plano de inclinación y dirección conforme avanza un pozo en el plano de la profundidad (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

➤ **Aplicaciones de los pozos direccionales.**

Esta tecnología tiene múltiples aplicaciones, por lo que a continuación se mencionan las más trascendentes:

1) Controlar o matar un Reventón de un pozo: Es una de las aplicaciones de más riesgo en la perforación direccional; en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad (Figura 4.16).

2) Pozos costa fuera: Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional en la actualidad, es en pozos costa afuera, ya que erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, se debe de respetar el espaciamiento requerido entre pozos (Figura 4.17).

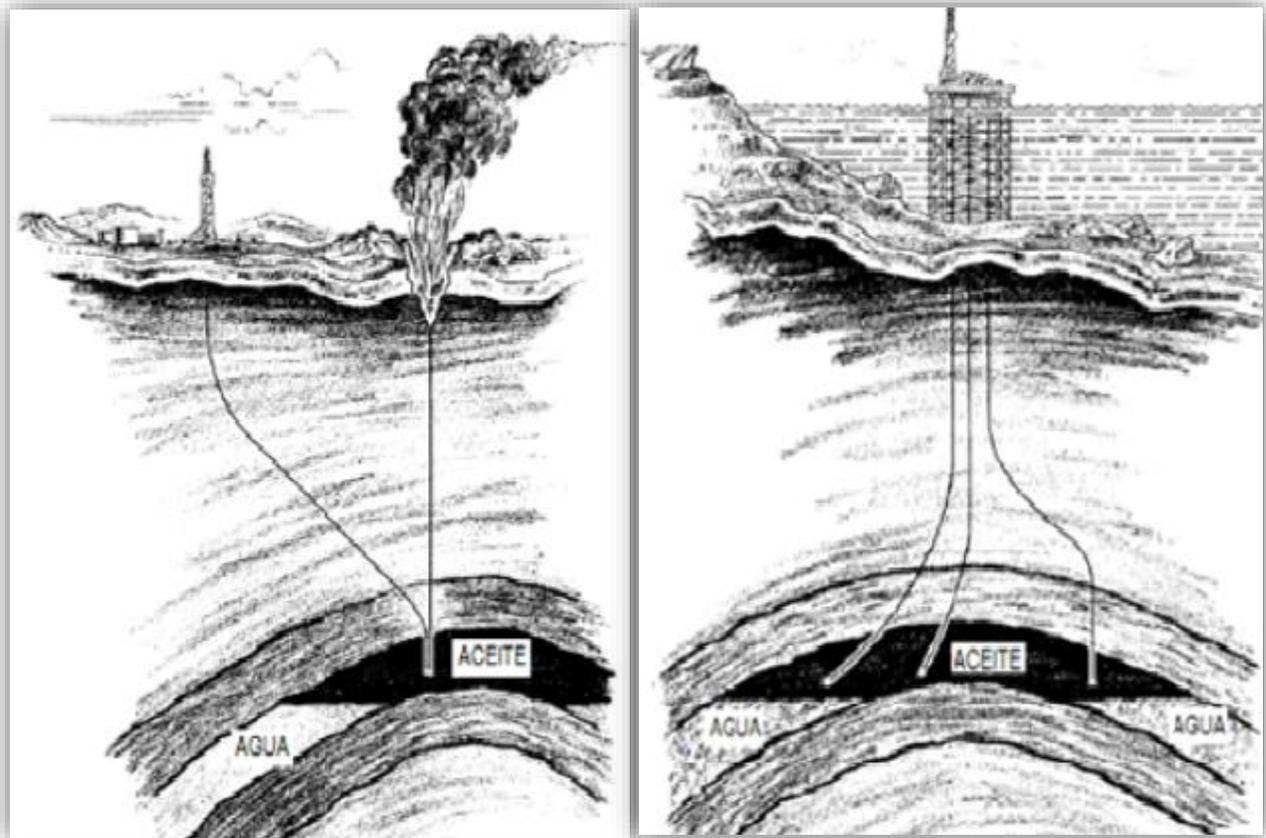


Figura 4.16 Controlar o matar un reventón y 4.17 Pozos Costa Fuera (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

3) Pozos Exploratorios: También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas (Figura 4.18).

4) Perforación en fallas geológicas: Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella, por lo que se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, al seguir la dirección preferencial del plano de falla con la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sarta de revestimiento, así mismo, se elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un sismo, si se mueven bloques se podría mover y cortar la tubería de revestimiento (Figura 4.19).

5) Localidades inaccesibles: Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a cierta distancia horizontal del yacimiento, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc.

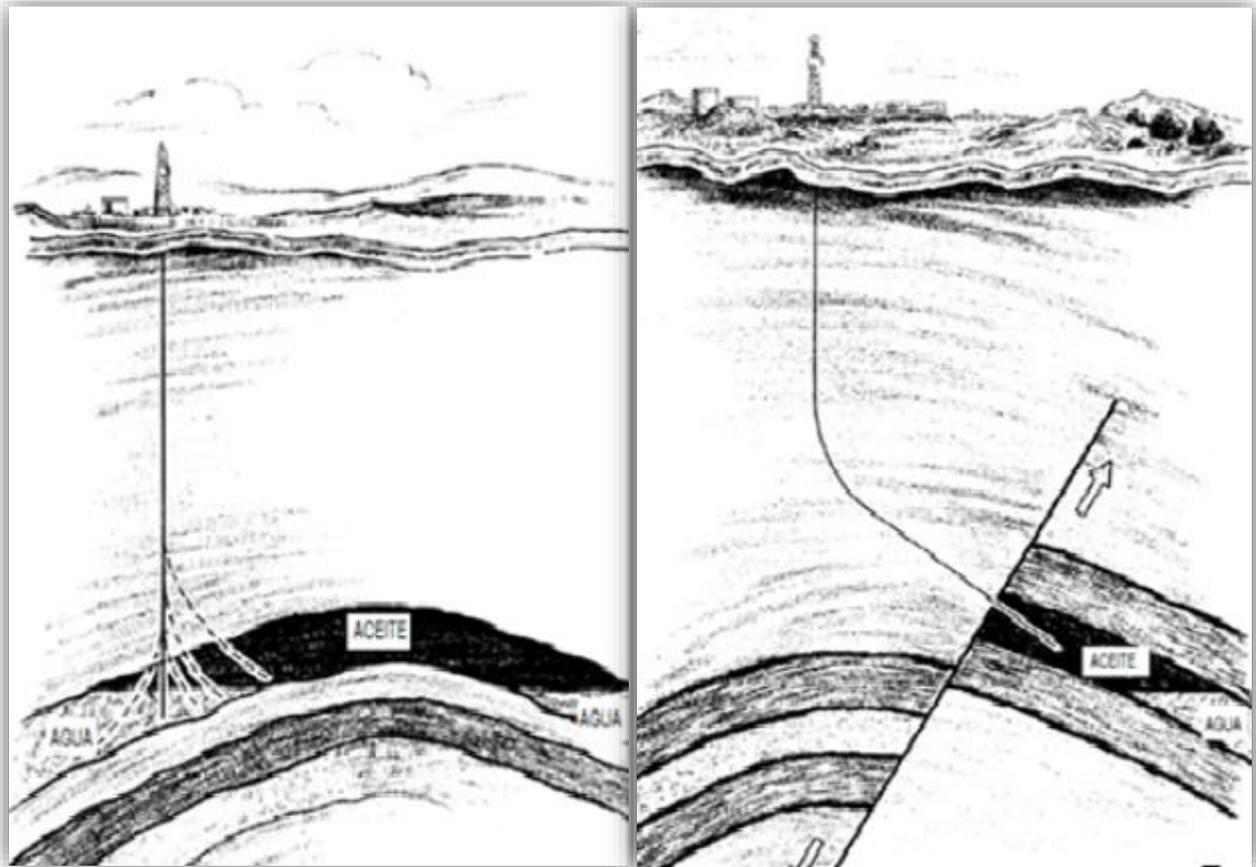


Figura 4.18 En Pozos Exploratorios y 4.19 En Fallas Geológicas (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

6) En Costa: También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta ser de mayores beneficios que perforar en mar (Figura 4.20).

7) Perforación a través de Domos Salinos: Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante de un diapiro de sal; el pozo se perfora primeramente cortando lo que está arriba de la estructura salina y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia (Figura 4.21).

8) Discordancias: Estos son casos especiales debido a que pueden ocurrir múltiples cuerpos arenosos próximos que pueden ser perforadas con un simple pozo, en algunos casos las areniscas se encuentran separadas por una discordancia o por una falla; se requiere en estos casos un gran número de pozos verticales para producir cada horizonte arenoso, sin embargo, con un pozo direccional se pueden penetrar varios cuerpos arenosos lo cual significa una gran reducción en los costos de producción (Figura 4.22).

9) Desviación lateral y enderezamiento: Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un casquete de gas, etc.), desviando el pozo y librando la zona problemática; también se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente (Figura 4.23).

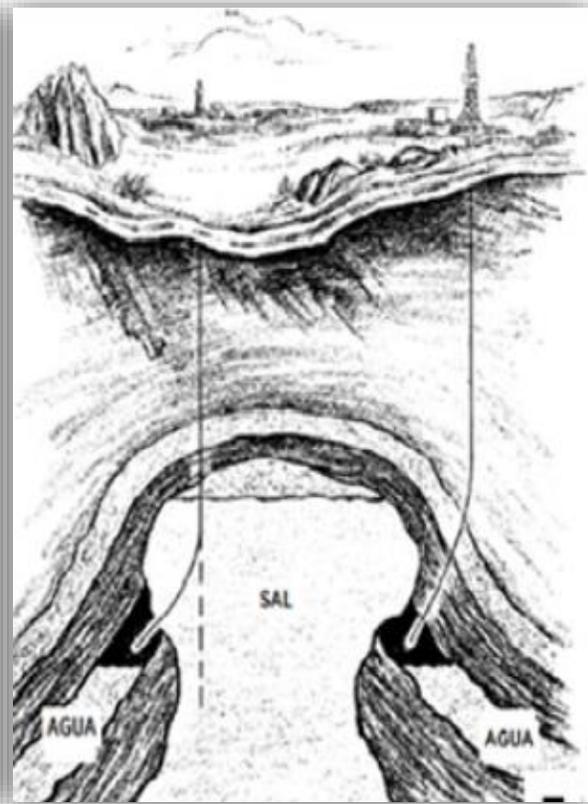


Figura 4.20 En Costa y 4.21 En Domos Salinos (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

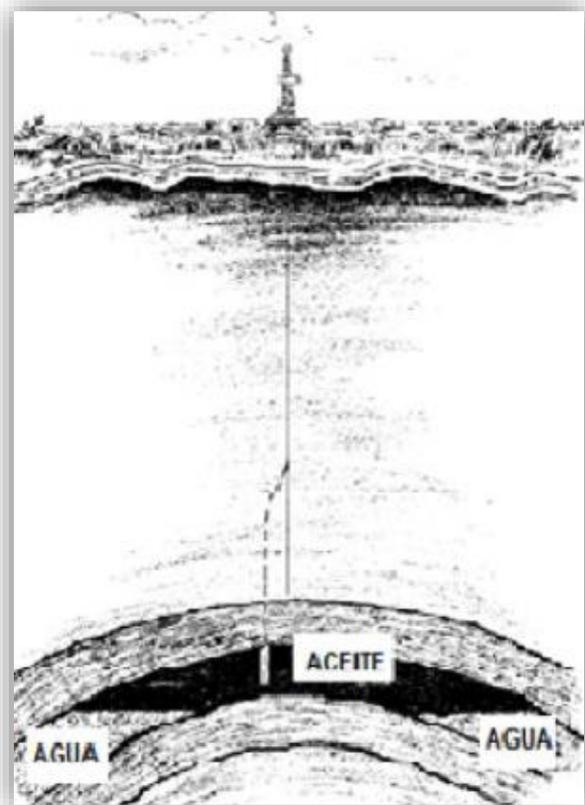
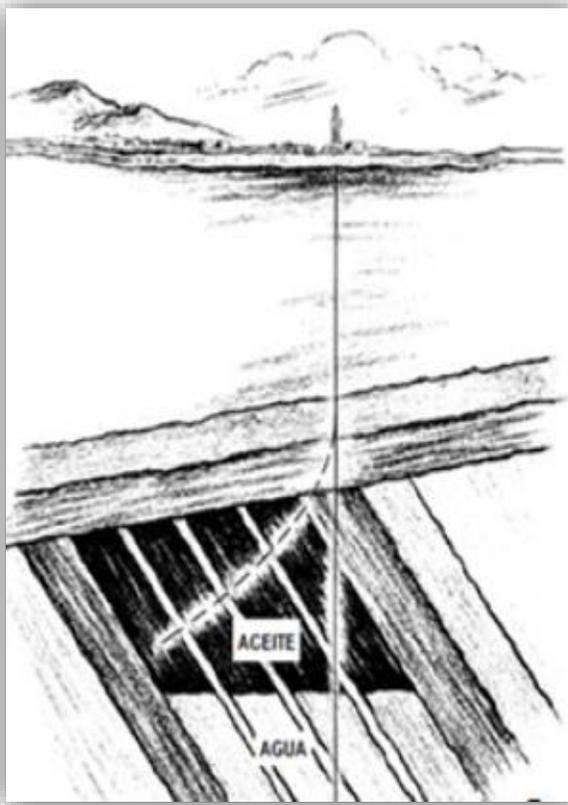


Figura 4.22 En Discordancias y 4.23 Desviación Lateral (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

10) Pozos Horizontales y Multilaterales: Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo horizontal (Figura 4.24), desde esta posición o en una posición indicada se pueden hacer ventanas para perforar varios pozos direccionales (pozos multilaterales); desde una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar (Figura 4.25).

11) Construcción de oleoductos y/o gasoductos: En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente.

Estas son algunas de las aplicaciones que actualmente se utilizan cuando se perforan pozos direccionales, sin embargo, es muy seguro que los nuevos métodos de perforación y recuperación de hidrocarburos ampliarán el abanico de aplicaciones en corto y mediano plazo.

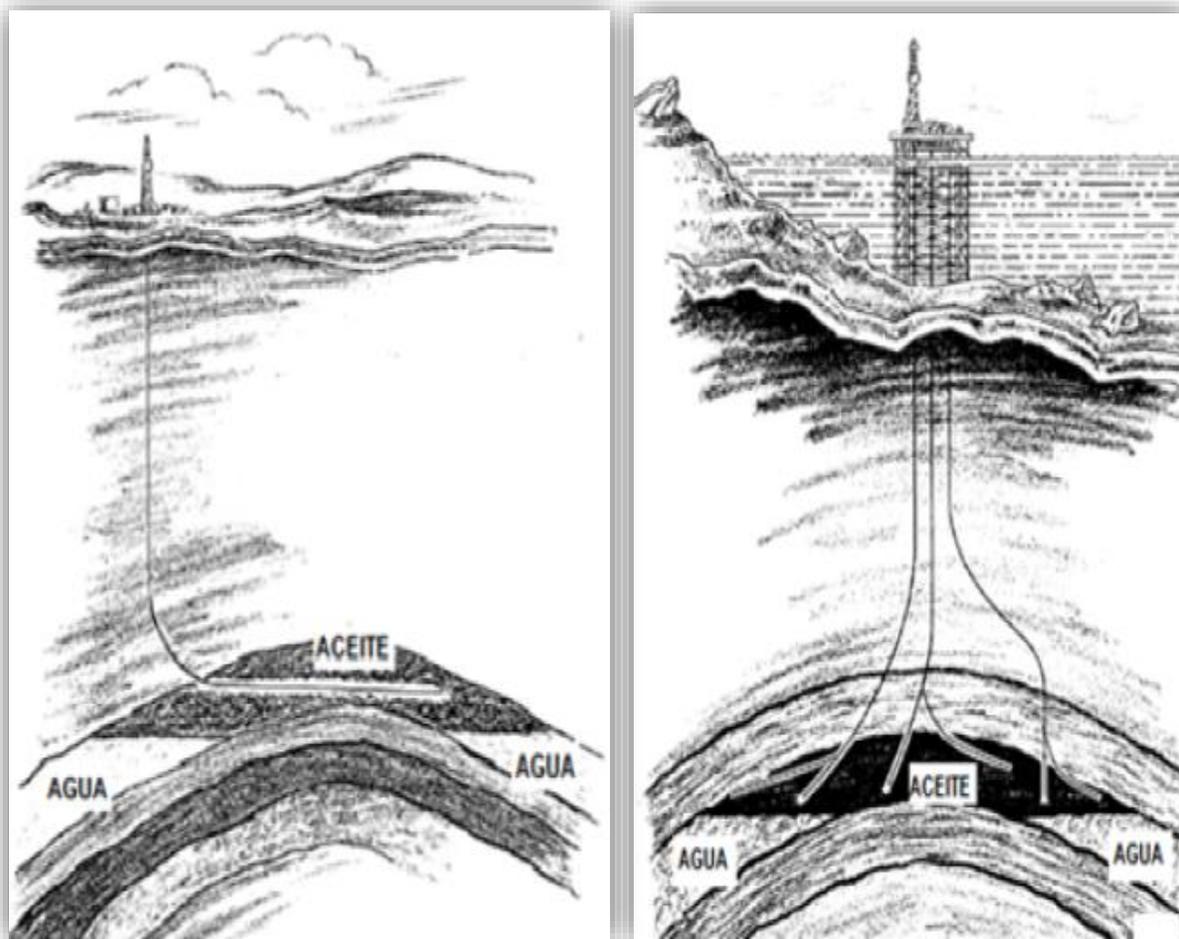


Figura 4.24 Pozo Horizontal y 4.25 Pozo Multilateral (Evaluación Petrolera, Leynes Chavarría, 2013).

CAPÍTULO V. SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros.

Las etapas a seguir durante el diseño de la perforación de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- **Recopilación de la información disponible.**
- **Predicción de presión de formación y fractura.**
- **Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.**
- **Selección de la geometría y trayectoria del pozo.**
- **Programa de fluidos de perforación.**
- **Programa de barrenas.**
- **Diseño de tuberías de revestimiento y Programa de cementación.**
- **Diseño de las sartas de perforación.**
- **Programa hidráulico.**
- **Selección del equipo de perforación.**
- **Tiempos estimados de perforación**
- **Costos de la perforación.**

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozos y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

El diseño de la perforación de un pozo petrolero requiere un trabajo sistemático y ordenado de ingeniería a fin de obtener el diseño óptimo que permita hacer un pozo útil en el menor tiempo, al menor costo y con el menor riesgo posible.

5.1 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.

El procedimiento adecuado para seleccionar un equipo de perforación consiste en calcular las diversas cargas que tendrá que soportar el equipo; con este criterio, se seleccionará el equipo que cumpla con todos los requerimientos del diseño del pozo y que resulte económicamente más factible.

Criterios básicos para la selección de un equipo:

- *Rangos de profundidades del pozo y diámetros de los agujeros que van a perforarse.*
- *Cargas de las tuberías de revestimiento esperadas.*
- *Sartas de Perforación (Pesos, diámetros y longitudes).*
- *Sistema de circulación y presas para fluidos de perforación.*
- *Rango de velocidades rotatorias requeridas.*
- *Altura de la subestructura y espacio de mesa rotaria.*
- *Equipo para prevención y control de brotes.*
- *Parámetros de medición.*

Seleccionar un equipo de perforación significa escoger aquel que nos garantice la ejecución del pozo de la forma más económica, técnica y segura posible.

De igual manera efectuar de manera exitosa la construcción del pozo maximizando el valor económico de las inversiones realizadas y proporcionar los servicios dentro del marco normativo de seguridad y protección al medio ambiente.

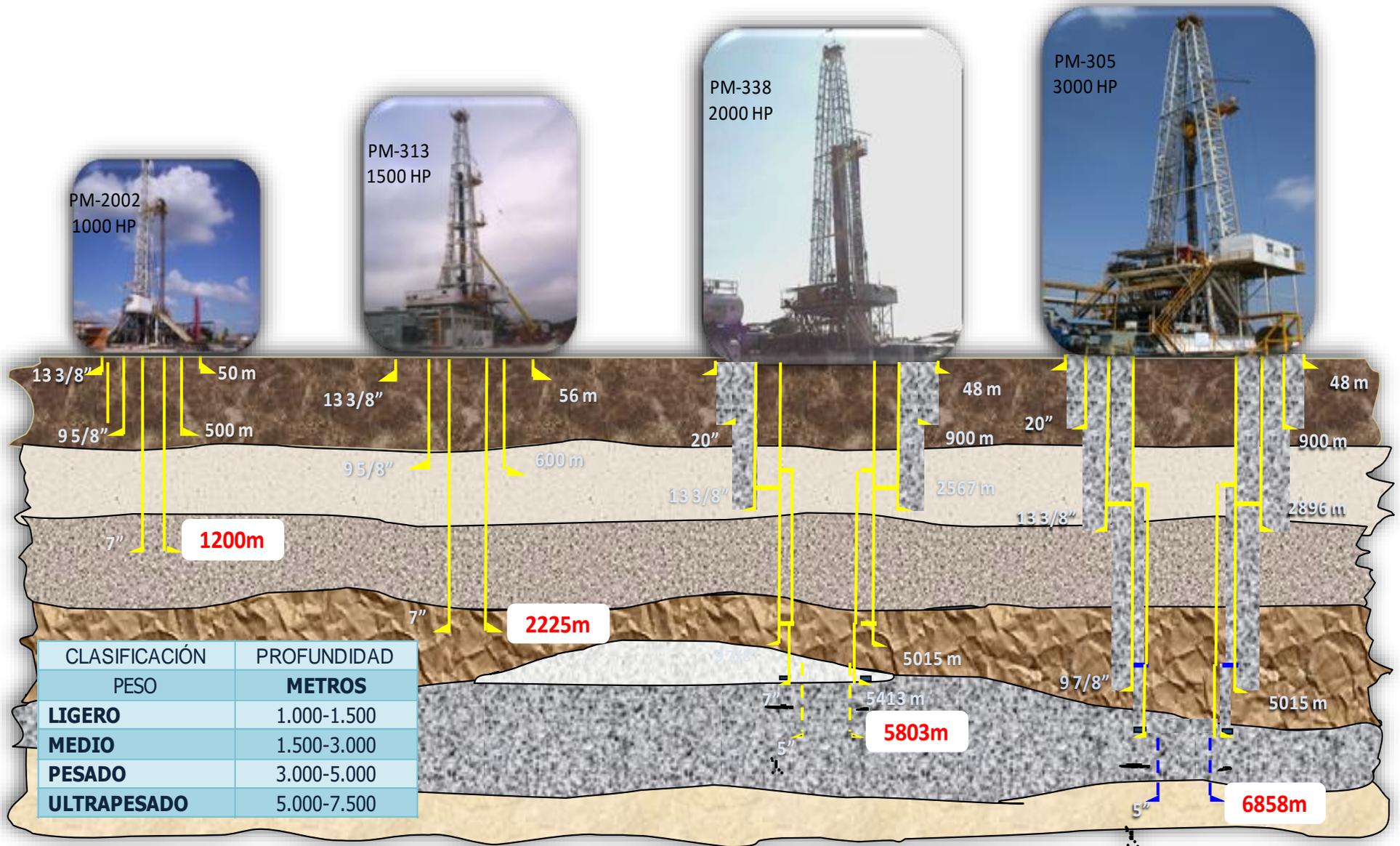


Figura 5.1 Equipos de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

A continuación se muestra un ejemplo bibliográfico de algunos de los criterios para la selección de un equipo de perforación:

***CARGAS MÁXIMAS ESPERADAS.**

Características de la Tubería de Revestimiento.

TR 13 3/8" 72 lb/ft = 107.28 kg/m grado P-110

Ff= (1-(Densidad del fluido/Densidad del acero))

Ff= (1-(1.55/7.85))= 0.8025

Dónde:

Ff=Factor de Flotación.



Figura 5.2 Tubería de Revestimiento. (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Tabla 4. Características de la Tubería de Revestimiento (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Peso TR (kg/m)	Longitud (m)	Factor de flotación	Peso total TR al aire (TON)	Peso total TR flotada (TON)
107.28	3500	0.8025	375.48	301.32

Presión máxima esperada = 2,730 psi

***PRESIONES MÁXIMAS ESPERADAS.**

Primera Etapa. De 26" de 50 a 1000m

Tabla 5. Descripción de la Sarta de Perforación para la Primera Etapa.

(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

No.	Descripción	Longitud (m)
1	Bna. Triconica 26" (3T 18 Y 1 T 20)	0.65
2	Doble caja liso 9 ½ x 3"	2.04
3	DC 9 ½" x 3"	18.83
4	Estabilizador 9 ½" x 26" x 3"	2.21
5	DCC 9 ½" x 3"	2.71
6	Estabilizador 9 ½" x 3" x 26"	2.09
7	DCN 9 ½" x 3"	9.34
8	Estabilizador 9 ½" x 3" x 26"	2.09
9	Combinación 7 5/8"-6 5/8" REG	2.42
10	DCN 8" x 2 13/16"	56.76
11	Combinación 6 5/8" REG-NC-50	2.42
12	HW 5" x 3"	113.32
13	TP 5" x 4.276"	787.21

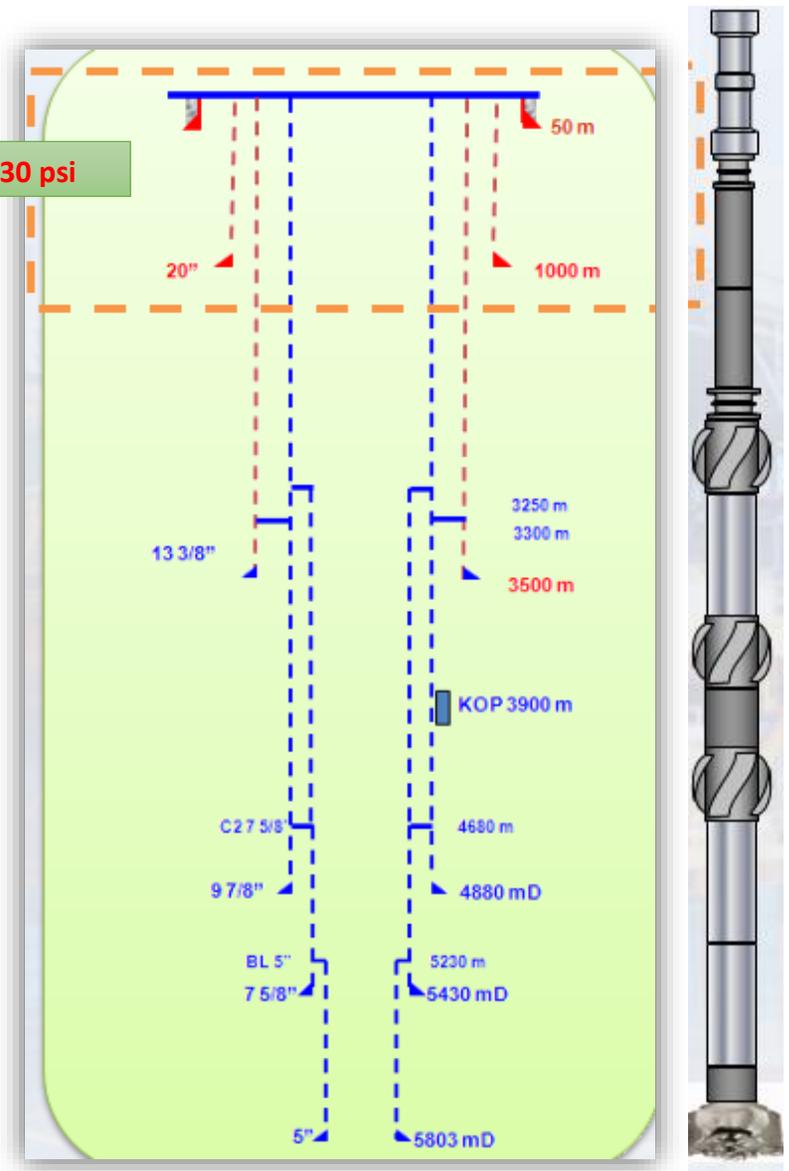


Figura 5.3 Primera Etapa y Sarta de Perforación.

(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Segunda Etapa. De 17 1/2" de 1000 a 3500m

**Tabla 6. Descripción de la Sarta de Perforación para la Segunda Etapa.
(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).**

No.	Descripción	Longitud (m)
1	Bna. PDC 17 1/2" (3 T 13 Y 6 16)	0.44
2	Doble caja liso 9 1/2 x 3"	2.04
3	VCP 9 1/2" x 3"	0.5
4	DCN 9 1/2" x 3"	18.83
5	Estabilizador 9 1/2" x 17 1/2" x 3"	2.04
6	DCC 9 1/2 x 3"	2.71
7	Estabilizador 9 1/2" x 17 1/2" x 3"	1.61
8	DCN 9 1/2" x 3"	9.34
9	Combinación 7 5/8"-6 5/8" REG	2.42
10	Estabilizador 8" x 17 1/2" x 2 13/16"	1.99
11	DCN 8" x 2 13/16"	56.81
12	Martillo Hco. Mec. 8"	3.89
13	Combinación 6 5/8" REG.-NC-50	2.42
14	HW 5" x 3"	113.22

Presión máxima esperada = 3,750 psi

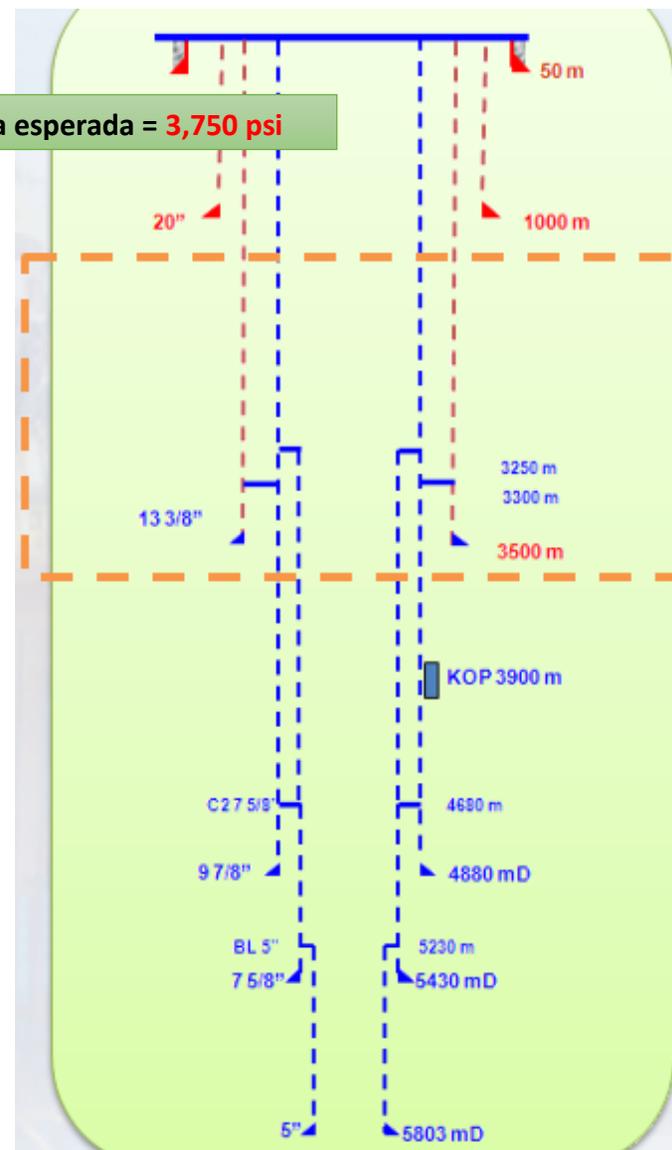


Figura 5.4 Segunda Etapa y Sarta de Perforación.

(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Para la última Etapa. De 5 7/8" de 5430 a 5803m

**Tabla 7.Descripción de la Sarta de Perforación para la última Etapa.
(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).**

SARTA PARA PERFORAR LA ETAPA DE 5 7/8" DE 5430 A 5803 M

Densidad del fluido de Perforación:	1,02 gr/cm ³
Factor de flotación	0,87006369

No.	DESCRIPCION	OD	ID	PESO NOMINAL KG/M	PESO AJUSTADO KG/M	LONG. (M)	LONG. ACUM.(M)	PESO AL AIRE (KG)	PESO ACUMULADO AL AIRE (TON)	PESO FLOTADO (TON)	PESO ACUM. FLOT. (TON)	RESISTENCIA A LA TENSION (TON)	MOP (TON)
1	BNA PDC 5 7/8"	5 7/8"				0,18	0,18						
2	DOBLE CAJA ESTABILIZADOR	4 3/4"	2 1/4"	70,03		1,76	1,94	0,12	0,12	0,11	0,11		
3	DCC	4 3/4"	2 1/4"	70,03		2,52	4,46	0,18	0,30	0,15	0,26		
4	ESTABILIZADOR 4 3/4" X 5 7/8"	4 3/4"	2 1/4"	70,03		1,82	6,28	0,13	0,43	0,11	0,37		
5	DCN	4 3/4"	2 1/4"	70,03		9,52	15,8	0,67	1,09	0,58	0,95		
6	ESTABILIZADOR 4 3/4" X 5 7/8"	4 3/4"	2 1/4"	70,03		1,81	17,61	0,13	1,22	0,11	1,06		
7	DCN	4 3/4"	2 1/4"	70,03		104,33	121,94	7,31	8,53	6,36	7,42		
8	MARTILLO HCO-MEC.	4 3/4"	2 1/4"	70,03		5,09	127,03	0,36	8,88	0,31	7,73		
9	COMBINACION (P)NC-35 A © NC-38	4 3/4"	2 1/4"	70,03		0,82	127,85	0,06	8,94	0,05	7,78		
10	HW 3 1/2" 26 LB/FT NC-38	3 1/2"	2"	38,74		113,43	241,28	4,39	13,34	3,82	11,60		
11	TP 3 1/2" S-135, 13.3 LB/FT	3 1/2"	2 3/4"		21,88	1337,1	1578,34	29,25	42,59	25,45	37,06	155,892	118,836
12	COMBINACION (P)NC-38 A © NC-50	3 1/2"	2 3/4"		21,88	0,82	1579,16	0,02	42,61	0,02	37,07		
13	TP 5" X-95, 19.5#	5"	4,276		31,94	1027,3	2606,41	32,81	75,42	28,55	65,66	161,432	95,772
14	TP 5" S-135, 25.6#	5"	4"		42,19	3196,5	5802,91	134,86	210,28	117,34	183,00	305,364	122,367

PESO DE LA SARTA FLOTADA	183,00 TON.
MOP	50,00 TON.
CARGA TOTAL AL GANCHO	233,00 TON.



Datos Para la Selección del Equipo de Perforación.

Tabla 8. Criterios considerados para la Selección del Equipo de Perforación.

(Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Criterios considerados	Resultados
Profundidad del pozo a Perforar	5803 m
Carga máxima esperada de TR	301.32 Ton.
Carga máxima esperada de sarta de Perforación	233 Ton.
Presión máxima esperada en la primera etapa	2730 psi
Presión máxima esperada en la segunda etapa	3750 psi
Diámetro máximo de herramientas	9 ½"

En base a las presiones y cargas máximas esperadas, seleccionamos el equipo PM-338 con las siguientes características:

EQUIPO PM:	0338	TIPO	CA /CD	POTENCIA HP	2000
NO. SAP	45006929	DISEÑO	PERFORACIÓN	AÑO DE ADQ.	1980

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
MALACATE	IDECO 2100-E, 2000 HP, (FRENADO DE TAMBOR) 2 MOTORES DE CD, DE 1000 HP.
MÁSTIL	FULL VIEW DE 142 FT, 1,000,000 LIBRAS, CAPACIDAD 6,500 MTS. DE PROFUNDIDAD.
POLEA VIAJERA Y GANCHO	IDECO UTB 525, CAPACIDAD DE 500 TONELADAS.
CORONA	IDECO 1 3/8", CAPACIDAD DE 500 TONELADAS.
ANCLA	TIPO "E" MARCA NATIONAL CAPACIDAD 100,000 PSI
UNIÓN GIRATORIA	NATIONAL P-400. CAPACIDAD DE 400 TONELADAS.
ROTARIA	IDECO, 27 ½", CON MOTOR DE C.D.
SISTEMA DE CONTROL Y CONVERSIÓN DE POTENCIA.	TIPO CA/CD, MARCA R-HILL, MOD. 4SCR/9 MOT GE, DE CD, CONEXIÓN SERIE
SISTEMA DE GENERACIÓN	3 EMD, 12-645 E1 MECÁNICO DE 1500 HP CADA UNO CON GENERADORES DE C.A. DE 2625 KVA, MARCA. EMD.
BOMBAS PARA LODOS	2 IDECO, TRIPLEX ,T-1300 HP.
SISTEMA BOP	BOMBA KOOMEY MODELO 261603S



Tabla 9 y 10. Características del Equipo de Perforación seleccionado y sus Componentes.

Figura 5.5 Equipo de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Un equipo de perforación está integrado por 5 sistemas que a su vez están formados de varios componentes. Es importante mencionar que cada uno de los componentes del equipo, es una parte fundamental para el buen desempeño del equipo en las intervenciones a realizar, en función de los objetivos programados.

➤ **Sistema de Izaje:**

Algunos componentes son:

- 1.- Malacate
- 2.- Cable o Línea de perforación
- 3.- Corona
- 4.- Bloque Viajero
- 5.- Gancho

➤ **Sistema de Potencia:**

Se subdivide en dos partes:

- 1.- Generación de Potencia
- 2.- Transmisión de Potencia
 - Transmisión Eléctrica
 - Transmisión Mecánica

➤ **Sistema de Rotación:**

Algunos componentes son:

1. - Kelly
2. – Unión Giratoria
3. –Mesa rotatoria

➤ **Sistema de Circulación:**

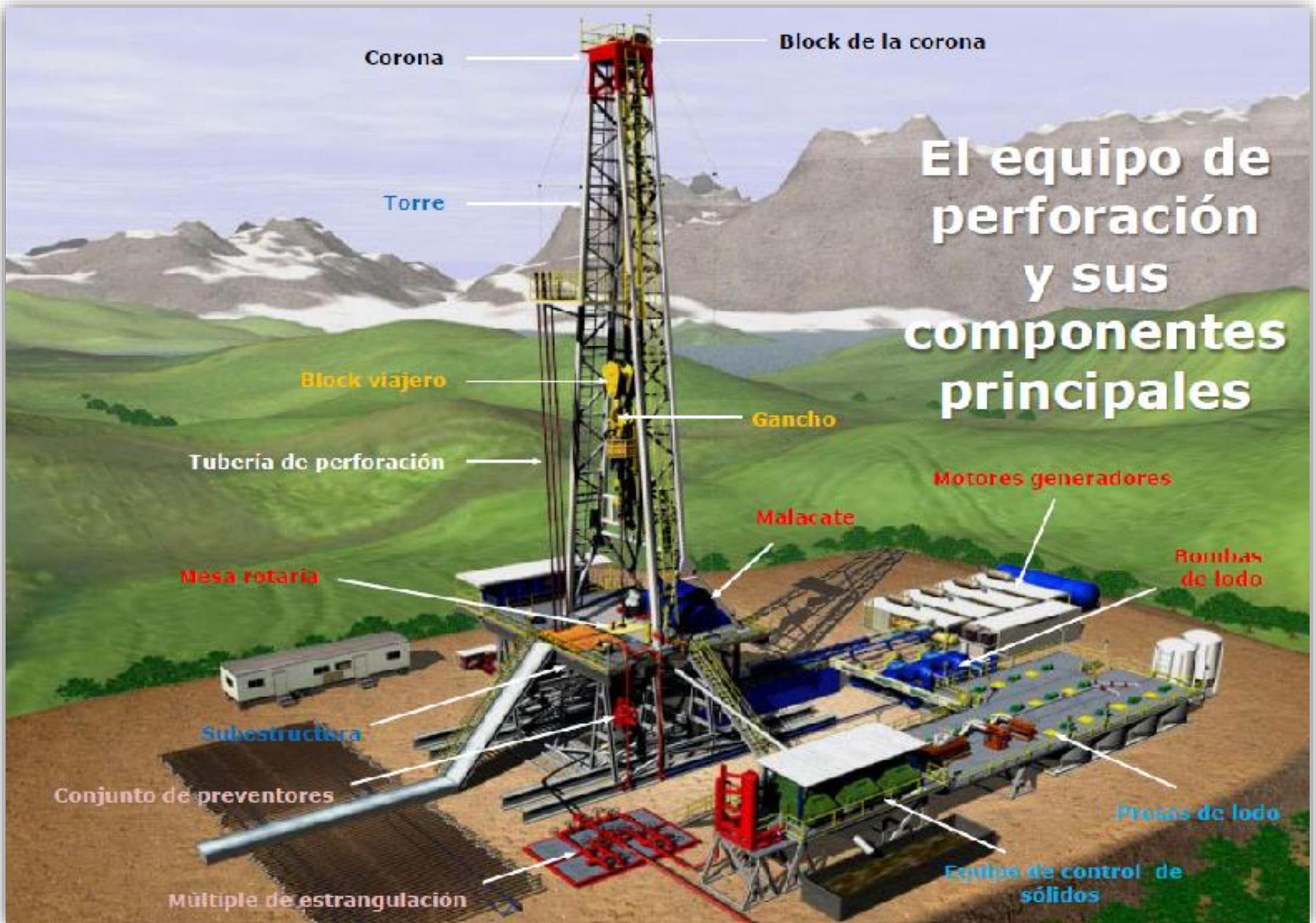
Los Componentes principales de un sistema de circulación son:

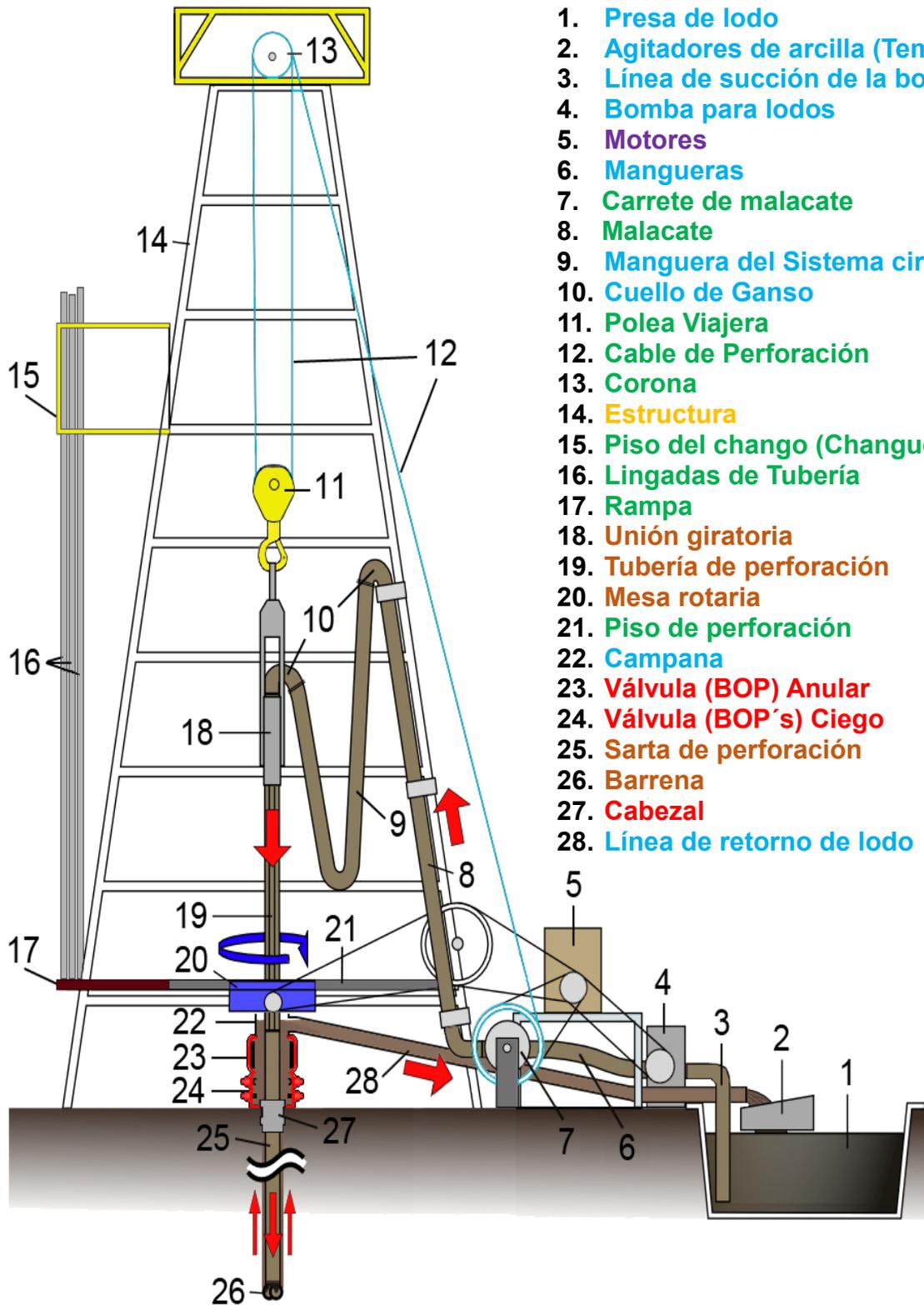
- 1.- Fluido de Perforación
- 2.- Equipos auxiliares
- 3.- Bombas de lodo
- 4.- Presa de lodos

➤ **Sistema de control de presión:**

Se cuentan con los siguientes componentes:

- 1.- Conjunto de Preventores
- 2.- Bombas Koomey





1. Presa de lodo
2. Agitadores de arcilla (Temblorinas)
3. Línea de succión de la bomba de lodo
4. Bomba para lodos
5. Motores
6. Mangueras
7. Carrete de malacate
8. Malacate
9. Manguera del Sistema circulatorio
10. Cuello de Ganso
11. Polea Viajera
12. Cable de Perforación
13. Corona
14. Estructura
15. Piso del chango (Changuera)
16. Lingadas de Tubería
17. Rampa
18. Unión giratoria
19. Tubería de perforación
20. Mesa rotaria
21. Piso de perforación
22. Campana
23. Válvula (BOP) Anular
24. Válvula (BOP's) Ciego
25. Sarta de perforación
26. Barrena
27. Cabezal
28. Línea de retorno de lodo

- Sistema de Circulación.
- Sistema de Izaje.
- Sistema de Rotación.
- Sistema de Potencia.
- Sistema de Control de presión.

Figura 5.6 Componentes de un Equipo de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

5.2 SISTEMA DE IZAJE

El Sistema de Izaje provee el equipo y las áreas de trabajo para levantar, bajar o suspender el equipo usado en el sistema de rotación.

El sistema de Izaje está dividido en dos partes principales:

- La Estructura de Soporte
- El equipo para el Izaje o Levantamiento de cargas

La Estructura de Soporte se divide en los siguientes elementos:

- La Sub-Estructura
- El Piso del Equipo de Perforación
- La Torre o Mástil de Perforación

Estos elementos se describen a continuación:

➤ La Sub-Estructura

Está definida como una estructura metálica situada en la parte inferior al mástil que soporta el peso del malacate, mástil, tuberías y accesorios, además de proporcionar la altura necesaria para instalar, los cabezales y preventores principalmente.

La subestructura tiene dos propósitos principales:

- El soportar el piso de perforación, así como facilitar espacio para el equipo y personal.
- Proveer espacio debajo del piso para alojar los preventores de reventones.



Figura 5.7 Sub-Estructura y 5.8 Preventores de Reventones (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Piso del Equipo de Perforación**

Es la parte del equipo donde la cuadrilla ejecuta las maniobras durante la perforación del pozo y donde se localiza la consola del perforador, siendo desde ahí donde controla las operaciones del pozo. El piso de perforación se encuentra sobre el marco de la subestructura y provee la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones de perforación y soporte del equipo y herramientas requeridas.



Figura 5.9. Piso de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Torre o Mástil de Perforación**

Se describe como una estructura de acero con capacidad de soportar todas las cargas verticales, las cargas que excedan la capacidad del cable, y el empuje máximo de la velocidad del viento.

Tiene como función fundamental ser el almacén o sostén de todos los sistemas que intervienen en la perforación; por lo tanto estas torres deben ser construidas generalmente de materiales muy resistentes pero a la vez que sean de muy poco peso.

Es por esta razón que el tamaño de las torres depende de la profundidad que va a tener el pozo, a mayor profundidad del pozo más grande será la sarta de perforación y por ende más grande o esbelta tendrá que ser el mástil o la torre de perforación.



Figura 5.10 Torre de Perforación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

El Equipo para el Izaje o Levantamiento de cargas se describe a continuación:

➤ **Malacate**

El malacate es un equipo que realiza el trabajo de subir o bajar la sarta de perforación, este equipo es el que le da la tracción al tramo de cable de acero denominado (fast line) o línea rápida; en otras palabras este equipo sube o baja la sarta de perforación.

Es la unidad de potencia más importante de un equipo. Está provisto de un sistema de frenos para controlar las altas cargas y un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción en las balatas. El tambor del malacate tiene un ranurado (lebus) para acomodar el cable de perforación.



Figura 5.11 Malacate (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Componentes del Malacate:

Embrague.-Se usa para acoplar mecánicamente el tambor elevador con la fuerza transmitida. Existen dos tipos de embragues; los mecánicos y neumáticos, siendo este último el utilizado en equipos diésel eléctrico.

Tambor principal.- Es el que transmite la fuerza al cable de perforación y realiza la acción de subir o bajar la polea viajera.

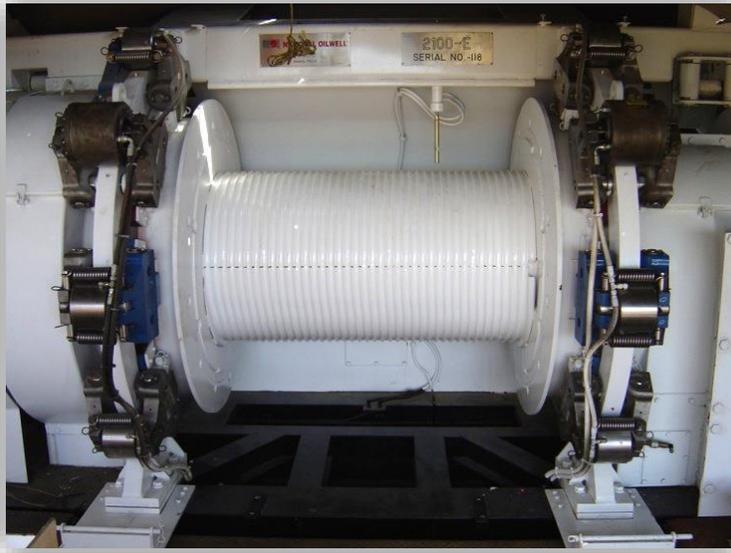


Figura 5.12 Tambor Principal (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Frenos.- Son unidades importantes ya que de ellos depende parar el movimiento. El freno principal de un malacate es mecánico del tipo de fricción (tambor o disco). Para reducir el calor generado por los frenos de fricción se utilizan frenos auxiliares que ejecutan una gran parte de la acción de frenar.

Cabrestante.-Son tambores colocados a ambos lados del malacate y son usados para realizar operaciones rutinarias.

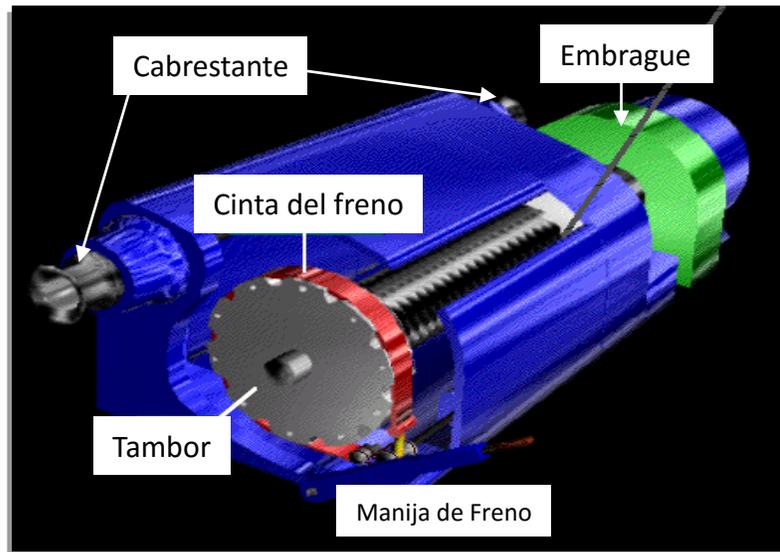


Figura 5.13 Cabrestante y Embrague (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ Cable de Perforación.

El cable de perforación es un producto fabricado con alambres de acero que se colocan ordenadamente para desarrollar un trabajo específico.

La construcción del cable de acero se debe a un diseño de las partes que lo componen: **ALAMBRES, TORONES Y ALMA.**

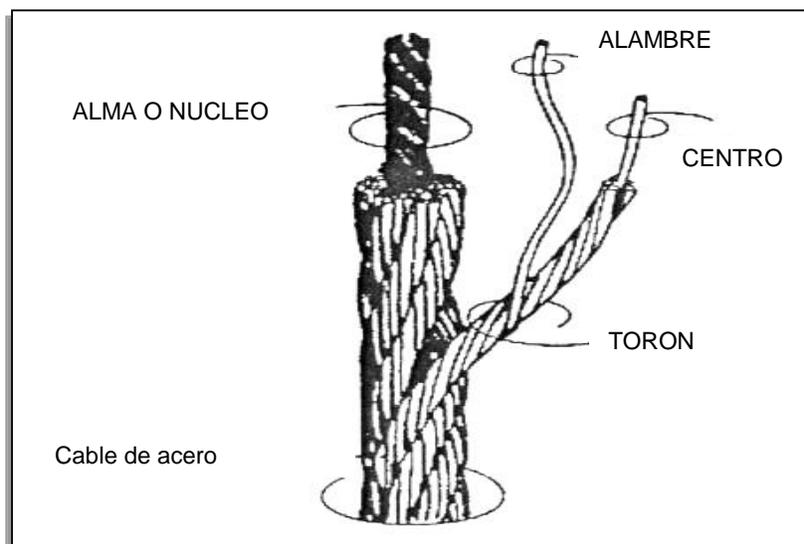


Figura 5.14 Cable de Perforación (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

Los cables difieren en el número de torones y en el arreglo o patrón de los alambres en cada uno de ellos. La mayoría de los Cables de Perforación se clasifican en 4 grupos, basados en el número de Torones y el número de alambres por Torón.

El Trenzado y su Construcción:

1. Capa sencilla.-Como su nombre lo indica, tiene un solo tendido de hilos de alambre trenzados alrededor del hilo central. La figura inferior muestra la configuración más común para un Torón de capa sencilla.

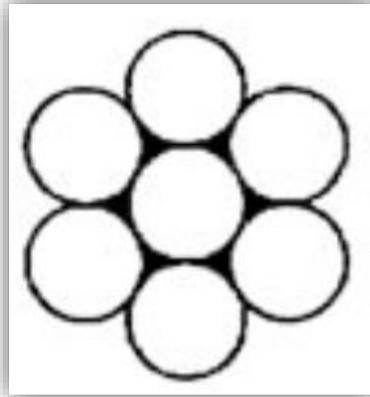


Figura 5.15 Torón 1-6 de Capa sencilla: 6 hilos trenzados alrededor de un hilo central (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

2. Hilos de Relleno.- Consiste en dos capas de hilos de alambre del mismo tamaño trenzados alrededor de un hilo central. La capa interna tiene la mitad de los hilos de la capa externa y entre las dos capas se colocan hilos de relleno más delgados.

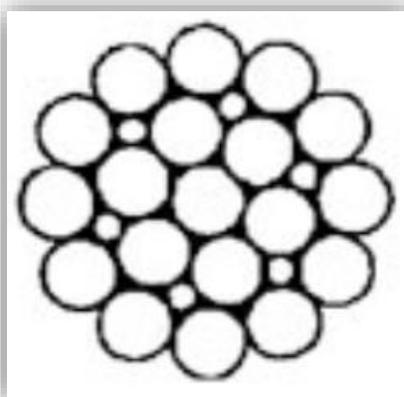


Figura 5.16 Torón 1-6-12 de Capa de relleno (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

3. Sellado.-Dos capas alrededor de un hilo central con el mismo número de hilos de alambre en cada una. Los hilos en la capa exterior son más gruesos que los de la capa interior y descansan en los valles que se forman entre los hilos interiores, haciendo el trenzado hermético o sellado.

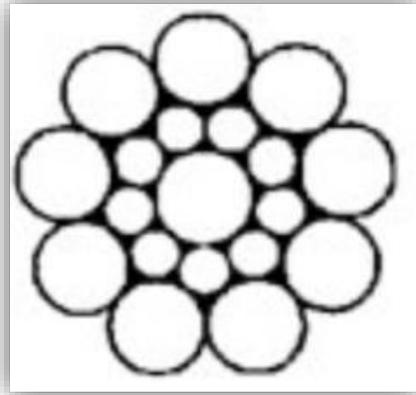


Figura 5.17 Torón 1-9-9 Sellado (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

4. Warrington.-Dos capas de hilos, la capa exterior tiene hilos de alambre de dos tamaños que se alternan entre grande y pequeño. Los hilos grandes descansan en los valles que se forman entre los hilos de la capa interna y los pequeños en la coronas o crestas del trenzado de la capa interior.

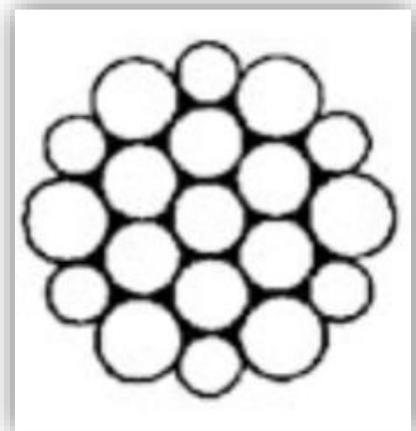


Figura 5.18 Torón 1-6-12 Warrington (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

Normalmente las trenzas de alambre están preformadas para que tomen la forma helicoidal que van a tener una vez que estén envolviendo el cable central. Estas se denominan Trenzas Preformadas o PRF de sus siglas en inglés (Preformed strands).

Tendido.-Las Trenzas se pueden colocar girando hacia la izquierda o hacia la derecha y los hilos en las trenzas se pueden colocar de manera que se vean paralelos al eje del cable (Trenzado Normal) o paralelos al eje de las trenzas (Trenzado Lang). La figura muestra el caso para el cable de perforación con Tendido Derecho Normal o RRL por sus siglas en inglés (Right Regular Lay).

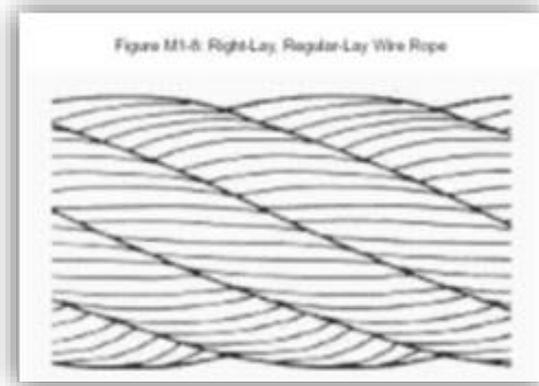


Figura 5.19 Trenzado Normal (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

El alma o núcleo del cable de perforación.

El principal propósito del núcleo dentro del cable de acero es proveer soporte a los torones.

Hay 3 tipos comunes de almas o núcleos:

1. Núcleo de Fibra (FC – Fiber Core) de fibras artificiales como el polipropileno.
2. Núcleo Alambre de Acero Independiente – (IWRC – Independent Wire Rope Core)
3. Núcleo de Trenza – Una Trenza hecha de hilos de alambre.

El cable usado en perforación tiene núcleo de línea de Acero Independiente- IWRC.

Grados del Cable de Perforación

Casi todos los Cables de Perforación tienen uno de los siguientes grados:

1. Acero Mejorado (IPS – Improved Plow Steel)
2. Acero Extra Mejorado (EIP – Extra Improved Plow Steel)

Especificación del Cable de Perforación:

¿Qué significa la descripción de un cable de perforación?

1" X 5000' 6 X 19 S PRF RRL IPS IWRC

1" = Diámetro de la Línea

5000' = Longitud de la línea

6 = Número de torones en el Cable

19 = Número de hilos en cada Torón

S = Seale Pattern – Tendido Sellado

PRF = Preformed Strands – Trenzas Preformadas

RRL = Right Regular Lay – Tendido Derecho Normal

IPS = Improved Plow Steel – Acero de Aleación Mejorada

IWRC = Independent Wire Rope Core – Núcleo Independiente de alambre de acero

El cable es un elemento de transmisión entre el sistema de potencia y el trabajo de levantamiento del aparejo y durante su operación es sometido a: rozamiento, escoriado, vibrado, torcido, compresión y estirado; razón por la cual se debe aplicar un factor de seguridad en su diseño.

El cable de perforación pasa a través de las poleas del bloque corona y el bloque viajero y uno de sus extremos va a una grapa de anclaje llamada "Ancla de Línea Muerta".

La sección del cable de perforación que une al malacate con el bloque corona se llama línea rápida.

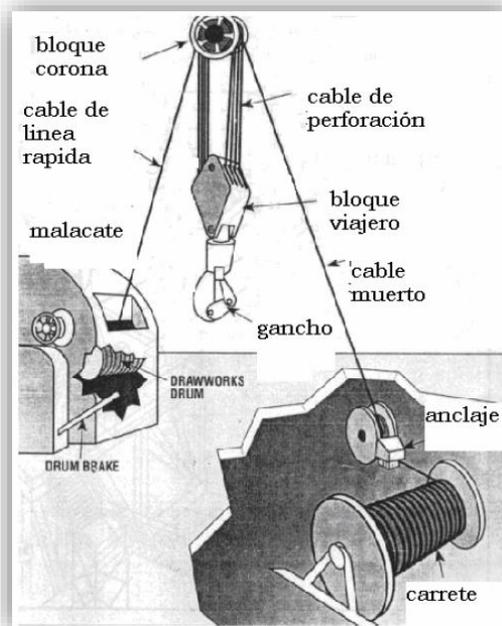


Figura 5.20 Sistema de Levantamiento (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

➤ **Ancla de Línea Muerta.**

Sirve para fijar la última línea que viene del bloque corona y para permitir el suministro de cable de perforación nuevo desde el carrete donde se encuentra almacenado cada vez que se requiera correr y/o cortar el cable desgastado. El cable de perforación usado corrido hacia el malacate y después cortado y desechado del sistema.

La practica de correr y/o cortar ayuda a incrementar la vida útil del cable de perforación, el tamaño, tipo y condición del ancla afecta directamente al cable de perforación. Si es muy pequeña distorsiona el cable, puede tener un ángulo muy fuerte y crearle puntos de esfuerzo.

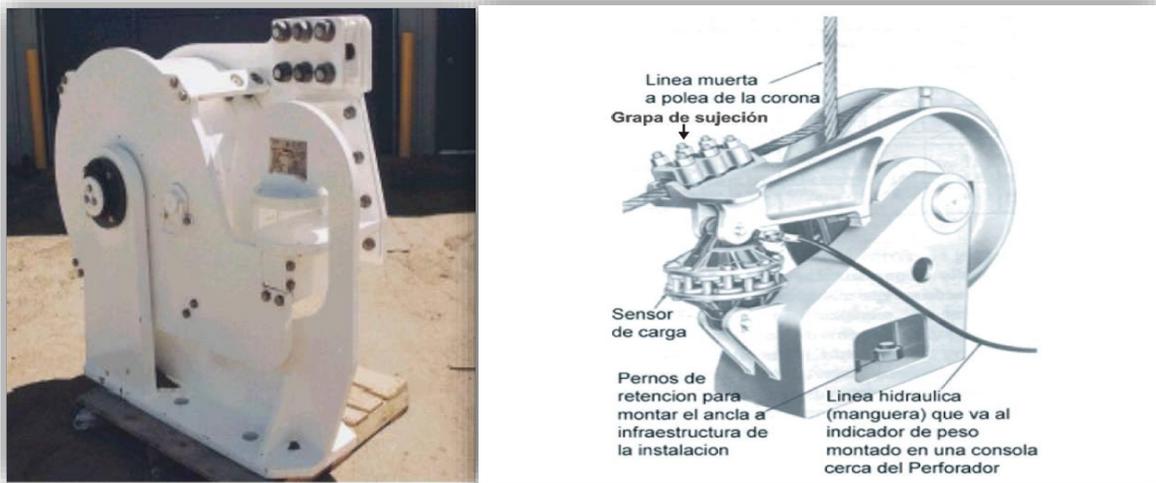


Figura 5.21 Ancla (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, IADC, 2011).

➤ **Corona o Bloque Corona.**

Es una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil o torre.

1. Contiene un número de poleas donde se enrolla el cable de perforación.
2. El bloque corona provee los medios para llevar el cable de perforación desde el malacate hasta el bloque viajero.
3. El bloque corona es estacionario y esta firmemente montado sobre el tope de la torre ó mástil.
4. Cada polea dentro del bloque corona actúa como una polea individual.

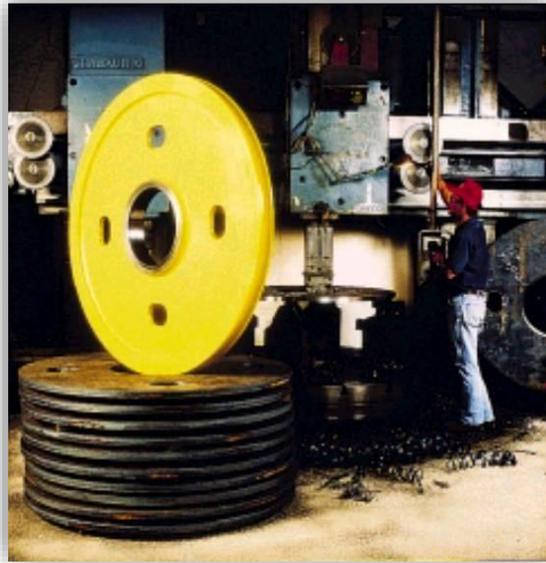


Figura 5.22 Bloque corona y 5.23 Poleas (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Bloque Viajero y Gancho.**

El bloque viajero es un bloque que se desplaza hacia arriba o hacia abajo en el centro de la torre de perforación o del mástil y se encuentra sujetado por el cable de perforación el cual pasa a través de las poleas del mismo.

El Bloque viajero, la corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre ó mástil, mientras se introduce o se saca del pozo.

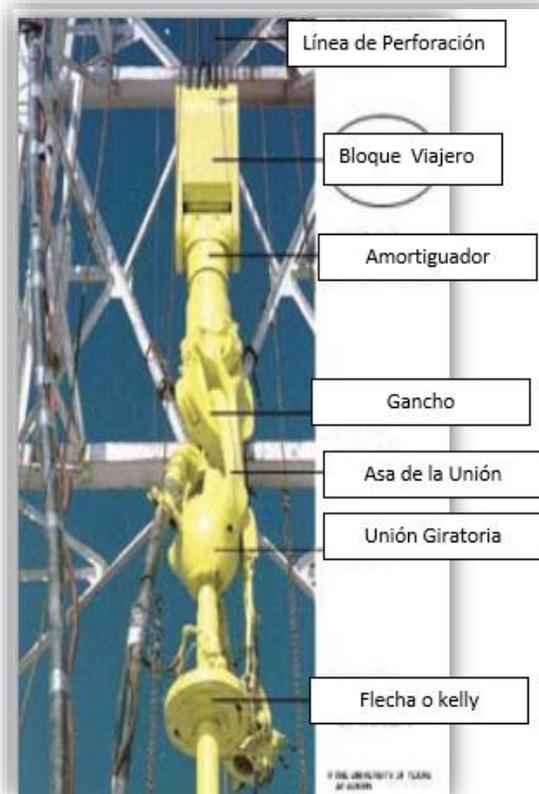


Figura 5.24 Bloque Viajero y Gancho (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

5.3 SISTEMA DE ROTACIÓN

Un sistema de rotación convencional es aquel que tiene todos los equipos que hacen un movimiento rotatorio a la broca de perforación; estos equipos son los que le dan la torsión necesaria a la sarta de perforación para que la misma pueda perforar sin dificultad, el sistema de rotación se compone de los siguientes equipos:

- **Unión Giratoria (Swivel).**
 - **Barra Cuadrante (Kelly).**
 - **Mesa Rotatoria.**
 - **Sarta de perforación.**
 - **Barrena.**
-
- **Unión Giratoria (Swivel).**

Este elemento esta sostenido por el bloque viajero y se instala en la parte superior de la flecha o barra kelly. Tiene cuatro funciones básicas:

- Soportar el peso de la sarta de perforación y sus accesorios.
- Permite que la flecha gire sin enredar el cable de perforación.
- Conecta el sistema de circulación con el sistema de rotación.
- Provee un sello hermético permitiendo el bombeo del lodo a alta presión.



Figura 5.25 Unión Giratoria (Swivel) (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Barra cuadrante (Kelly).**

La flecha Kelly es una pieza de tubo cuadrado o hexagonal aproximadamente de 40 pies (12 m.) Su función principal es transmitir torque a la sarta de perforación y a la barrena, el extremo superior de la flecha se conecta a la unión giratoria (Swivel) y su extremo inferior va conectado a la sarta de perforación.

La barra es de acero de alta dureza y es hueca por el centro (2"), para de esta manera permitir el paso del lodo de perforación.



Figura 5.26 Barra o Flecha Cuadrante (Kelly) (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Mesa Rotatoria.**

La mesa rotatoria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero y muy pesada, tiene generalmente forma rectangular (Figura 5.27). Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión. Produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria la transfiera a la barra Kelly, a la unión giratoria (swivel) y a la sarta de perforación.

Esta es un ensamble que nos provee de rotación, está localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba del hoyo donde se va a perforar, **consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro, y 3 importantes accesorios que son el buje de la flecha (Bushing kelly), el buje maestro el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente.**



Figura 5.27 Mesa Rotatoria (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

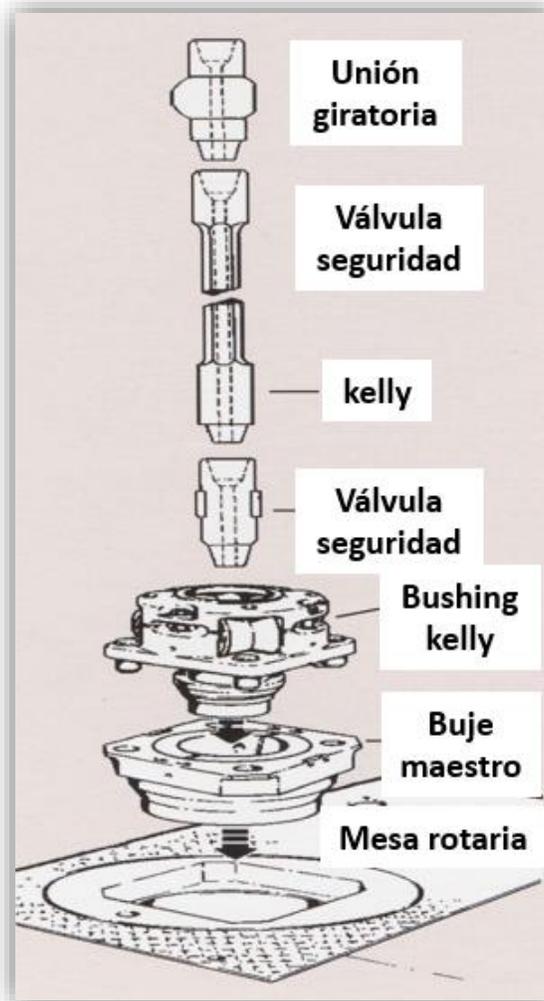


Figura 5.28 Buje maestro y Bushing Kelly (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

El buje maestro se instala en la mesa rotatoria y es el elemento que junto con la cuñas fijan la sarta de perforación a la rotaria para transmitirle el movimiento.

El Buje de la flecha o Bushing kelly se instala en el extremo inferior de la flecha (kelly) y se une al buje maestro mediante unos pines para transmitir el movimiento a la flecha.

Las cuñas van dentro del buje maestro, son aparatos que disminuyen gradualmente en diámetro y que están forradas de elementos de agarre parecidos a dientes.

Estas tienen una función vital cuando la sarta de perforación no están rotando, cuando el perforador detiene la mesa rotatoria y el equipo de izaje sostiene el sistema para alzar la sarta de perforación fuera del fondo del agujero, es a menudo necesario que los miembros del equipo suspendan la tubería fuera del fondo, como las cuñas agarran la tubería firmemente para suspenderla fuera del fondo, se puede desconectar o conectar la flecha y los tramos de tubería.

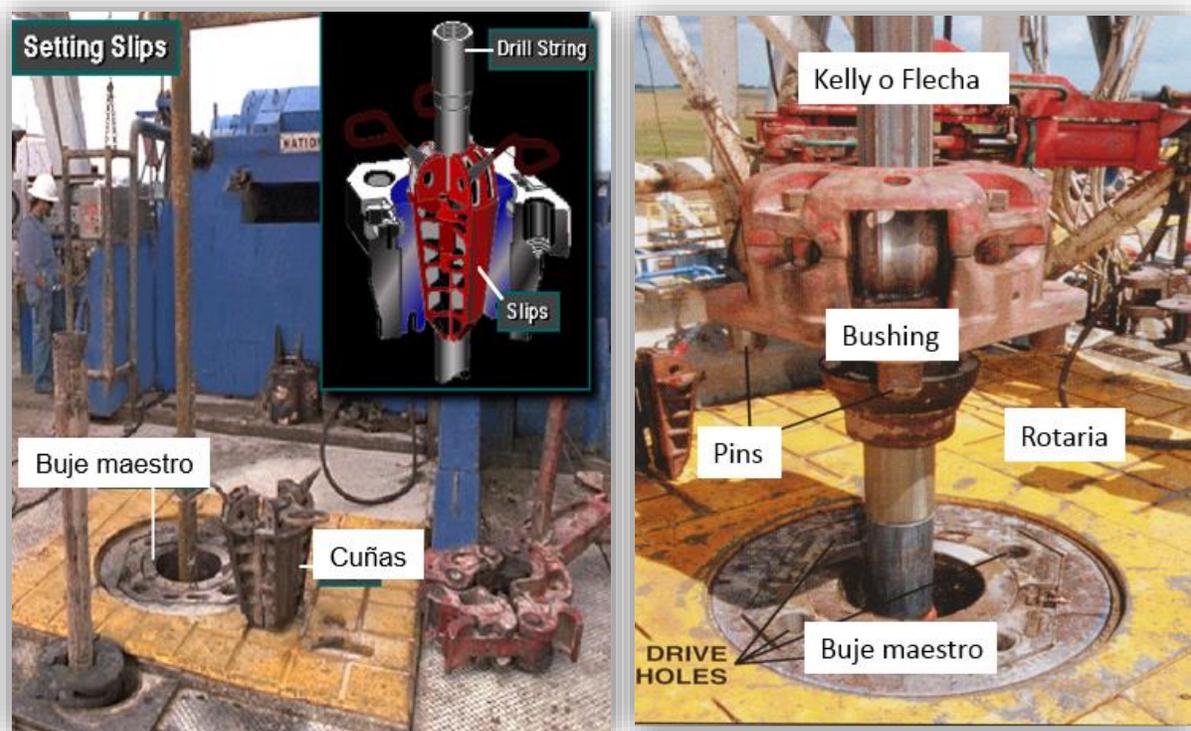


Figura 5.29 Buje Maestro-Cuñas y 5.30 Bushing Kelly (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **Sarta de Perforación.**

Está compuesta de la tubería de perforación y la tubería de paredes gruesas llamada lastrabarrenas. Cada junta de tubería de perforación mide 30 ft (9 m). Cada extremo de la junta contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como piñón.



Figura 5.31 Tubería de Perforación y Lastra barrenas (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conoce como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta del tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas especificadas por la industria.

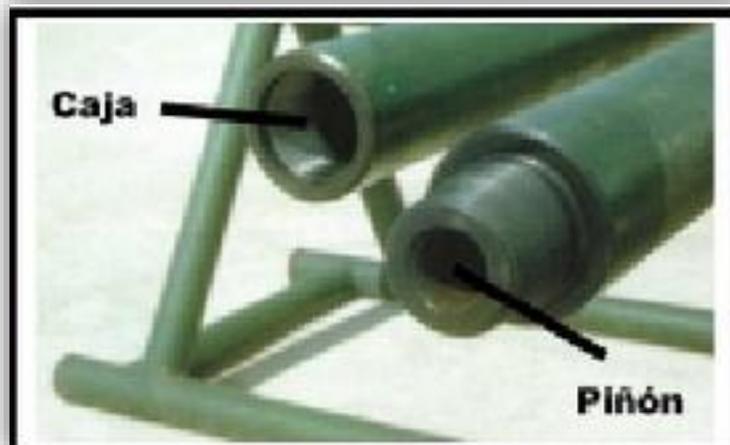


Figura 5.32 Caja y Piñón (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Dos llaves pesadas son empleadas para hacer las conexiones cuando la tubería está entrando al pozo y para desenroscar la tubería cuando ésta está saliendo del pozo. Estas dos llaves son suspendidas de la torre o del mástil de modo que pueden ser manejadas en el piso de ésta, más o menos a la altura de la cintura de un hombre.

Las llaves llevan un contrapeso en el extremo de un cable de suspensión, que permite que un empleado en el piso las suba o baje según sea necesario. Estas tienen varios juegos de mandíbulas para acomodar a los diversos tamaños de tuberías, ya que diferentes tamaños de tubería también requieren cuñas de diferentes tamaños.



Figura 5.33 Llaves o pinzas de torque (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Los lastrarbarrenas, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo. Los lastrarbarrenas son más pesados que la tubería de perforación y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena.



Figura 5.34 Lastrarbarrenas (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

De una manera general la sarta de perforación está compuesta por los siguientes elementos:

- Tubería de perforación.
- Lastrabarrenas.
- Barrena.

Las funciones que como conjunto realizan son:

- Sirve como conducto del fluido de superficie a la barrena.
- Transmite el movimiento rotatorio.
- Da el peso necesario a la barrena.

Las tuberías de perforación se encuentran en varios tamaños y pesos, los más comunes son:

- 3 ½ pg. de diámetro con 13.30 lb/ft de peso nominal.
- 4 ½ pg. de diámetro con 16.60 lb/ft de peso nominal.
- 5 pg. de diámetro con 19.50 lb/ft de peso nominal.

➤ **Barrena.**

El trabajo primario de las barrenas es rotar en el fondo del agujero. La barrena es el final de la sarta de perforación, porque la barrena es la que perfora el pozo. En la industria que se dedica a la fabricación de barrenas, se ofrecen varios tipos, en muchos tamaños y diseños. Las diseñan para perforar un diámetro determinado de agujero en una clase determinada de formación. Las barrenas las hay en dos categorías principales:

- Cónicas.
- Cabeza fija.

Ambas tienen cortadores, que muelen la roca mientras que la barrena perfora. Las barrenas tienen varias clases de cortadores dependiendo del tipo de barrena. Los cortadores para las barrenas cónicas son dientes de acero o de carburo de tungsteno. Los cortadores para las barrenas de cabeza fija son de diamantes naturales, diamantes sintéticos, o una combinación (híbrido) de ellos.

Barrenas Cónicas.

Este tipo de barrenas tienen conos de acero que ruedan, cuando la barrena gira. Los cortadores de la barrena están en los conos. Mientras que los conos ruedan el fondo del agujero, los cortadores raspan, escoplean, o trituran la roca en cortes muy pequeños.

El lodo de perforación, que sale de aperturas especiales de barrena (toberas), quita los recortes. Las barrenas cónicas tienen de dos a cuatro conos, pero la gran mayoría son solo de tres conos.

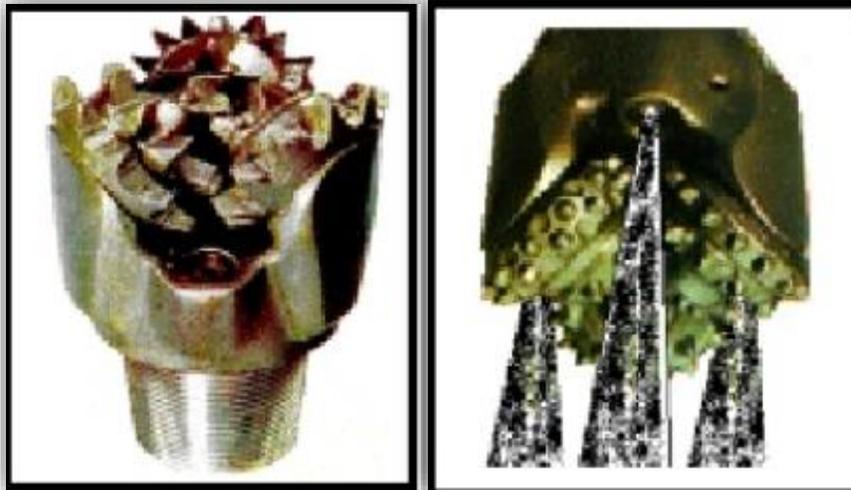


Figura 5.35 Barrena Cónica y 5.36 Toberas (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Barrenas de Cabeza Fija.

Aunque las barrenas de cabeza fija tienen toberas, no tienen conos que ruedan independientemente en la barrena, mientras esta en movimiento rotatorio. Estas consisten en un pedazo sólido (cabeza) que rota solamente mientras que la sarta de perforación gire. Un fabricante de barrenas de cabeza fija pone los cortadores en la cabeza de la barrena.

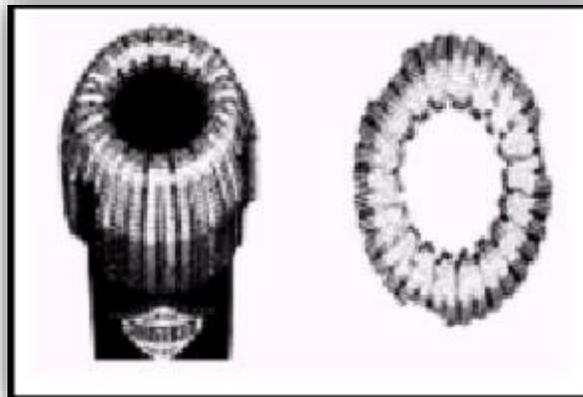


Figura 5.37 Barrena de Cabeza Fija (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

5.4 SISTEMA DE CIRCULACIÓN.

Una característica única de la perforación rotatoria es el bombeo del líquido de perforación al fondo del pozo para recoger los cortes hechos por la barrena y levantarlos hasta la superficie. La capacidad de un equipo rotatorio de circular el lodo de perforación puede ser definitiva en la utilización del equipo.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, por mencionar algunos; como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria, y el kelly, la tubería de perforación, los lastrabarrenas, la barrena, la espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión, como se muestra en la siguiente figura.

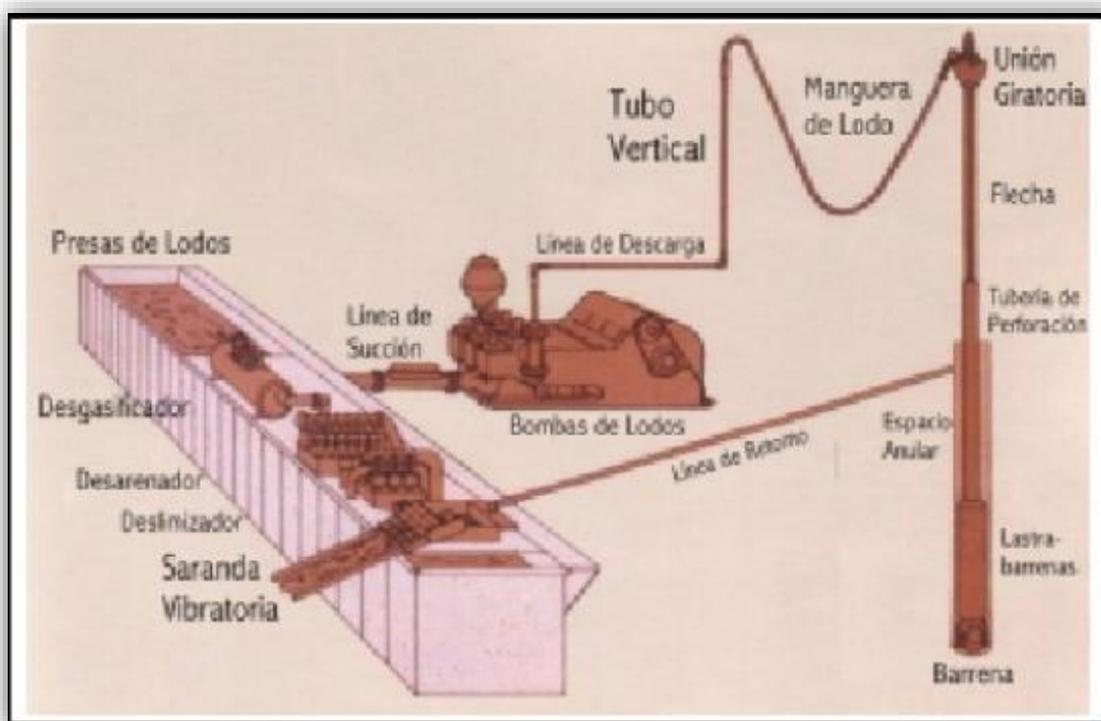


Figura 5.38 Sistema de Circulación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

El lodo es bombeado desde la presa de succión, a través del tubo vertical que es una sección de tubo de acero montado verticalmente en una pata del mástil o de la torre. El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo, ésta va conectada a la unión giratoria, el lodo entra a la unión giratoria, luego baja por la flecha o kelly, por la tubería de perforación, por el portabarrenas y sale por la barrena. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular, (espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo).

Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamada línea de retorno y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria. La zaranda separa los recortes del lodo y los echa a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento, luego a la de mezcla y por fin a la presa de succión para volver a circular el lodo impulsado por la bomba.



Figura 5.39 Zaranda (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

También podemos encontrar los desarenadores y los deslimizadores (removedores de limo) que se conectan a las presas para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las trae de la formación ya que si el limo o la arena vuelve a circular por el pozo, el lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes.



Figura 5.40 Deslimizador y 5.41 Desarenador (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

En el caso que se perfora una sección de formación con pequeñas cantidades de gas, se utiliza un desgasificador para remover el gas del lodo antes de volverlo a circular, ya que si este gas no es eliminado antes de volver a circular el gas este tiende a disminuir la densidad del lodo, lo cual podría resultar en un reventón.



Figura 5.42 Desgasificador (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Uno de los temas más complejos con el cual las cuadrillas tienen que tratar son los descontrolados de pozos, un número de variables en cualquier trabajo de perforación no solamente dictan cuales agentes químicos compondrán el lodo y el carácter físico del mismo, sino también sugieren la mejor velocidad de circulación para el lodo dentro del pozo.

El lodo se mezcla en las presas de lodo con la ayuda de una tolva dentro de la cual se echan los ingredientes secos del lodo, estas presas contienen agitadores que mezclan al lodo ya sea con aceite o con agua, dependiendo de las propiedades del lodo que sean necesarias.



Figura 5.43 Presa de Lodos (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Las bombas de lodo es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos, las cuales funcionan con motores eléctricos conectados directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas.



Figura 5.44 Bombas de Lodo (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

5.5 SISTEMA DE POTENCIA

Todo equipo de perforación necesita una fuente de energía para mantener el sistema circulatorio y el de izaje funcionando, y en muchos casos también el sistema rotatorio requiere de esta energía para realizar el trabajo.

La mayoría de los equipos de perforación necesitan de más de un motor para que les suministre la energía necesaria. Los motores en su mayoría utilizan diésel (Figura 5.45), porque el diésel como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina.



Figura 5.45 Motores a Diésel (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Como el tamaño de una torre de perforación depende de que tan hondo sea el agujero que se vaya a perforar, se pueden tener desde uno y hasta cuatro motores, ya que mientras una torre sea más grande, podrá perforar más hondo y por lo tanto necesitará de más energía, por ejemplo, las torres grandes tienen de tres a cuatro motores, proporcionando un total de 3000 HP (2100 KW).

Como ya se mencionó, para transmitir la potencia desde la fuente primaria hasta los componentes de la instalación existen dos métodos el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos, actualmente, las instalaciones diésel-eléctricas reemplazaron a las mecánicas.

➤ **TRANSMISIÓN MECÁNICA DE ENERGÍA.**

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía (Figura 5.46).

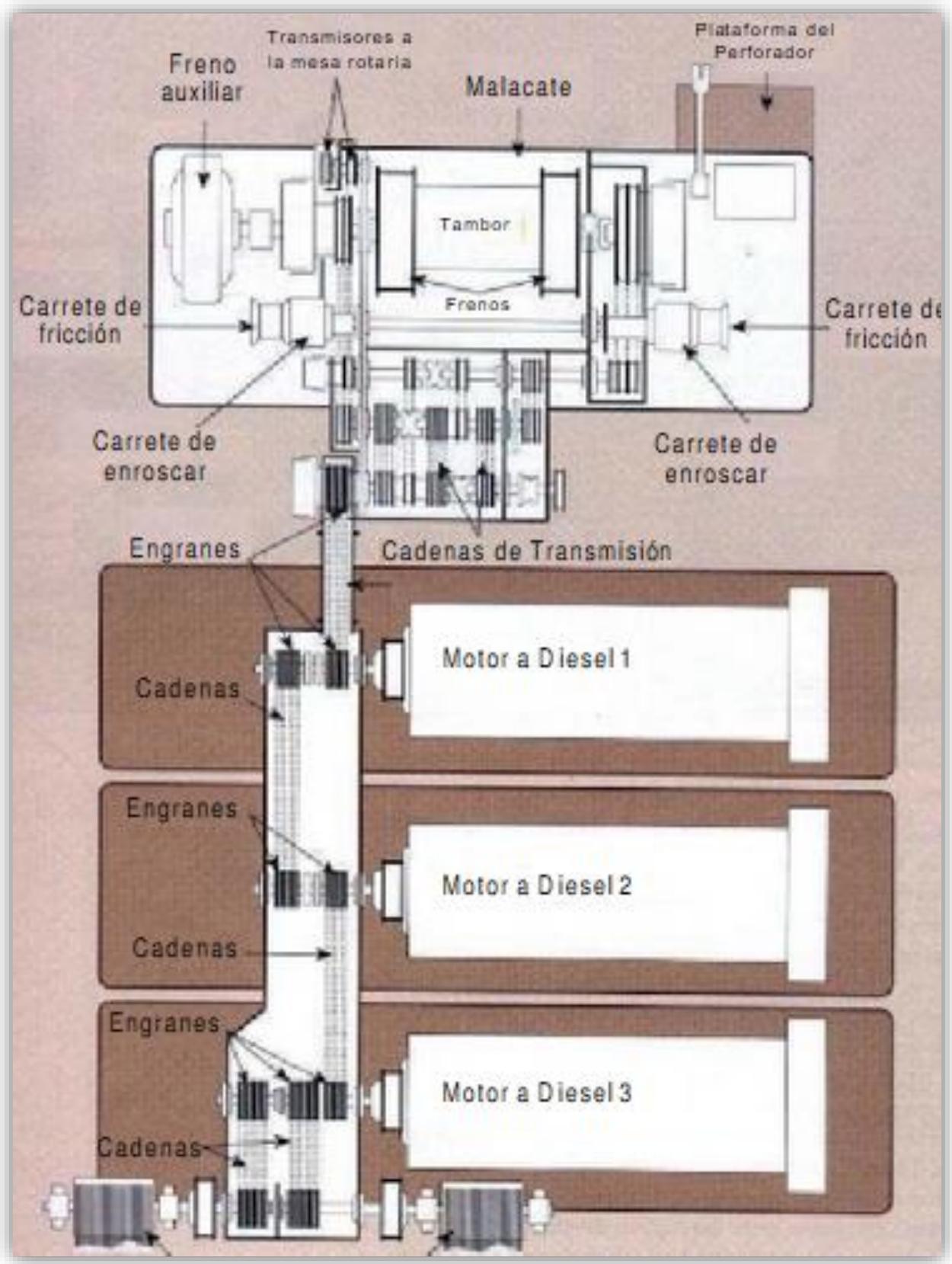


Figura 5.46 Transmisión Mecánica de Energía (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ENERGÍA.**

Las instalaciones diésel-eléctricas utilizan motores diésel, los cuales le proporcionan energía a grandes generadores de electricidad (Figura 5.47). Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución en una cabina de control (Figura 5.48), de ahí la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotatoria (Figura 5.49).

El sistema diésel-eléctrico tiene varias ventajas sobre el sistema mecánico siendo la principal, la eliminación de la transmisión pesada y complicada de la central de distribución y la transmisión de cadenas, eliminando así la necesidad de alimentar la central de distribución con los motores y el malacate, otra ventaja es que los motores se pueden colocar lejos del piso de la instalación, reduciendo el ruido en la zona de trabajo.



Figura 5.47 Motor a Diésel y 5.48 Cabina de Control (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).



Figura 5.49 Motor Eléctrico en el malacate (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

5.6 SISTEMA DE CONTROL DE PRESIONES.

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y puede hacerle daño al medio ambiente.

➤ **PREVENTORES DE REVENTONES.**

La función de los preventores es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción o de trabajo, ya sea gas, aceite, o agua.

Se utilizan en donde se operan pozos de bombeo mecánico o hay operaciones donde se hace necesario introducir tubería bajo presión, ahí en esas labores utilizamos los preventores de reventones anulares.



Figura 5.50 Conjunto de Preventores (BOP's) (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

➤ **MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN.**

Cuando ocurre un reventón, al cerrar el pozo con uno o más de los preventores, se tiene que seguir perforando por lo que hay que circular fuera el fluido invasor con fluido de peso apropiado llamado fluido de control, para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores (Figura 5.51), estos van conectados a los preventores con la línea del estrangulador, o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y el fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea del estrangulador y a través del juego de conexiones del estrangulador.



Figura 5.51 Múltiple de Estrangulación (Diplomado de Perforación, Esteban Vázquez Morales, Grupo AGP, 2013).

Como los estranguladores son susceptibles a obstrucciones y desgaste bajo altas presiones, generalmente es necesario instalar varios estranguladores para permitir el cambio de un estrangulador a otro, de aquí el nombre juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores ajustables generalmente son controlados desde un tablero de control remoto en el piso de la instalación.

“CONCLUSIONES”

- En el presente trabajo se conjunta información básica tradicional sobre la planeación de la perforación de pozos con tecnología actual, lo que hace que sea útil al conocimiento general del tema.
- El constante avance tecnológico provoca la necesidad de actualizar la información, sin embargo siempre se seguirá basando en los principios de la perforación de pozos, debido a que estos avances generalmente son modificaciones a ciertos procesos, sistemas y operaciones ya establecidos que mejoran las actividades tanto en calidad de operación como en el aspecto económico de la perforación.
- Es de gran importancia que los alumnos de licenciatura cuenten con materiales actualizados en forma de compendio para consulta, sobre todo de las materias fundamentales en su formación profesional, para que sirva como una motivación para profundizar en temas específicos.
- Es necesario promover e incentivar la elaboración de literatura técnica especializada por parte de alumnos recién egresados o que se encuentren en los último semestres, asesorados siempre con expertos del área, para sembrar en los estudiantes y egresados la cultura de la comunicación escrita y el desarrollo de tecnología necesaria no sólo para el país sino para la industria petrolera a nivel mundial, ya que esta es la única manera de adquirir un nivel competitivo con las universidades extranjeras.
- La vinculación entre la Industria, los centros de enseñanza y la población estudiantil, debe ser lo más estrecha posible para que los alumnos que se preparen en las Universidades, estén capacitados y listos para trabajar en la Industria o para continuar sus estudios hacia los posgrados que se encuentren disponibles no solo en la República Mexicana, sino también en el extranjero, llevando siempre en la mente el compromiso académico que todo profesionista debe tener y en algún momento retribuírselo a su Alma Mater.
- La constante actualización de la información disponible, determinará la calidad de la educación y la posibilidad de progreso educativo que se debe buscar a nivel nacional, a todos los niveles y en todas las áreas.

BIBLIOGRAFÍA

- **APUNTES DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO, RODRÍGUEZ SANTANA EDUARDO, DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA. DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO Y GEOHIDROLOGIA UNAM, 2014.**
- **ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE CONTRATISTAS DE PERFORACIÓN (IADC). MANUAL IADC, 2011.**
- **COMUNIDAD PETROLERA. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.**
<http://yacimientcondensado.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html> (Consultado el día 20/11/15 a las 2:30 pm).
- **CRITERIOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN. PERFORACIÓN PETROLERA.**
www.uamerica.edu.co/perforación/1_indice.htm (Consultado el día 10/6/15 a las 4:22 pm).
- **DIPLOMADO DE PERFORACIÓN PETROLERA, ESTEBAN VÁZQUEZ MORALES, GRUPO AGP (ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN PETROLERA), 2013.**
- **EL PETRÓLEO EN MÉXICO, BERNARD TISSOT, 2013.**
- **EVALUACIÓN DE PERFORACIÓN PETROLERA, LEYNES CHAVARRIA, 2013.**
- **EVALUACIÓN PETROLERA, CÁRDENAS VENCES G. Y ARELLANO GIL J.2008.**
- **EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS, 2010.**
PEMEX, PEP (PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN).
- **HISTORIA DE LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN MÉXICO.**
<http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm> (Consultado el día 5/5/15 a las 10:41 pm).
- **INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.** <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos> (Consultado el día 14/4/15 a las 10:22 am).
- **MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.ENERGY API, 2015.**
INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO.
DALLAS TEXAS.

- **OILWATCH.CURSO TECNICO DE LA INDUSTRIA PETROLERA, 2014.
ELABORADO EN CENSAT AGUA VIVA (COLOMBIA)
Por: José Lino Gómez Franco y Tatiana Roa A.**
- **PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS, LEOPOLDO ALAFITA M, 2014.**
- **PERFORACIÓN ROTATORIA, LIZCANO HERNÁNDEZ, 2013.**
- **PETRÓLEO: PROSPECCIÓN Y PERFORACIÓN, RICHARD KRAUS 2014.**
- **UN SIGLO DE PERFORACIÓN EN MÉXICO 2014.**
Unidad de perforación y mantenimiento de pozos. PEMEX.

