

**PRACTICA EMPRESARIAL**



**OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.**

**ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE PERFORACIÓN EN  
LOS POZOS DEL CAMPO JAZMÍN**

**JORGE ARMANDO DUITAMA DURÁN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2005**



**PRACTICA EMPRESARIAL**

**OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.**

**ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE PERFORACIÓN EN  
LOS POZOS DEL CAMPO JAZMÍN**

**JORGE ARMANDO DUITAMA DURÁN**

**Práctica empresarial válida como proyecto de grado  
para obtener el Título de Ingeniero de Petróleos**

**TUTORES**

**ING. LEONEL VARGAS**

**ING. EDELBERTO HERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2005**

## **DEDICATORIA**

A Dios por permitirme vivir esta experiencia,  
A mi mamá, papá y hermanos por ser  
los pilares que sostiene mi vida,  
A mis abuelos por ese amor tan grande,  
A toda mi familia por su apoyo,  
A mi flaca, coautora de todos mis proyectos,  
A mis amigos, compañeros de este viaje.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Empresa OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.; por el apoyo brindado en el desarrollo de la tesis y por ofrecerme la oportunidad de vivir esta experiencia.

Al equipo humano de perforación por la paciencia, el esmero, la dedicación y la alegría con la que me transmitieron el conocimiento adquirido durante años de servicio a la Industria de los Hidrocarburos.

A los Ing. Leonel Vargas, Miguel Mendoza, Marco Charry, Mauricio Patarroyo, Álvaro Remolina, Oscar Salas, Heriberto Cediell y Jairo Mejía, por compartir conmigo sus conocimientos y por sus aportes al desarrollo de este documento.

Al Ing. Edelberto Hernández, por todos los aportes valiosos que contribuyeron al mejoramiento del producto final.

A todos mis amigos, por su apoyo y colaboración incondicional.

## RESUMEN

**TITULO:** ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMÍN\*.

**AUTOR:** JORGE ARMANDO DUITAMA DURÁN\*\*

**PALABRAS CLAVES:** PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN, ENSANCHAMIENTO, EMPAQUETAMIENTO, JAZMIN

### DESCRIPCIÓN

Este proyecto de grado titulado Estandarización de los Procedimientos de perforación de los pozos del campo Jazmín, describe, en su primera parte, las herramientas utilizadas en la perforación rotaria y en su segunda parte, los parámetros operacionales que deben seguirse para construir un pozo en forma segura, eficiente y económica, teniendo en cuenta las experiencias anteriores y los problemas encontrados durante el desarrollo del campo. Se llevó a cabo en las instalaciones del Campo Jazmín, operado actualmente por OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

La metodología planteada para la construcción del documento final, fue la de recolectar en el campo la información necesaria para realizar la descripción del proceso, y posteriormente revisarla y procesarla bajo la supervisión de los Ingenieros encargados del área de perforación.

Para facilitar la comprensión de las operaciones y del por qué de las mismas, se dividió el tema a tratar de la siguiente forma:

- Descripción General del Campo Jazmín, donde se explica brevemente el funcionamiento campo, producción y geología, esta última se convierte en parte fundamental.
- Descripción de los equipos utilizados en perforación. Presentación en forma general de los equipos más utilizados en la perforación rotaria de pozos.
- Descripción del Proceso. Explicación detallada de los procedimientos que se deben seguir para garantizar una operación segura y eficiente.

El documento completo y detallado fue entregado a la empresa OMIMEX DE COLOMBIA, LTD., quien autorizó la entrega parcial del mismo a la Universidad Industrial de Santander. Se realizó teniendo en cuenta la política y objetivos del Sistema de Gestión de Calidad (SGC) y nace como respuesta al cumplimiento de los requisitos de la norma NTC-ISO 9001:2000.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edelberto Hernández

## ABSTRACT

TITLE: "STANDARDIZATION OF THE PERFORATION'S PROCEEDING AT THE JAZMIN FIELD WELLS"

AUTHOR: JORGE ARMANDO DUITAMA DURÁNO\*\*

KEYWORD: Drilling, CEMENTATION, EXPAND, EQUIPMENT, JAZMIN

This Project titled "STANDARDIZATION OF THE PERFORATION'S PROCEEDING AT THE JAZMIN FIELD WELLS", describes, at the beginning, the tools used in the rotatory perforation and second place, the operational parameters that must be followed in order to build a well in a safe, efficient and economic way, keeping in mind the prior experiences and the problems found during the well development. It took place at the Jazmin field installations, and it's being operated at the moment by OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

The pose methodology in order to build the final document consist in collecting, in the field, the need information to make the description of the process, and later on checking it and processing it under the supervision of the engineers in charged of the perforation area.

To facilitate the understanding of the operations and the reasons of them, the theme was divided as followed:

- General description of the Jazmin field. It explains shortly the operation of the field, production and geology. The last one becomes a fundamental item.
- Descriptions of the equipment used in perforation. Presentation, in a general way, of the most used equipment in the rotatory perforation at the well.
- Process description. Detailed explanation of the proceeding that must be followed in order to warrant a safe and efficient operation.

The entire and detailed document was given to "OMIMEX DE COLOMBIA", LTD that authorized a partial document from the original, to be given to the "Universidad Industrial de Santander". It was made keeping in mind the politics and objectives of the system of management of quality (SGC) and it is originated to execute the NTC-ISO 9001:2000 standard requirements.

---

\* Thesis

\*\* Ability of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Edelberto Hernandez Trejos.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	2
1.1. OMIMEX DE COLOMBIA LTD.	2
1.2. ECOPETROL S.A.	3
1.3. CAMPO JAZMÍN.	5
1.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	7
1.5. ESTRATIGRAFÍA	8
1.5.1. Unidades Productoras	10
1.6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	10
1.6.1. Generación y migración.	11
1.6.2. Reservorios.	11
1.6.3. Sellos.	11
1.6.4. Trampas.	12
1.7. EXPLOTACIÓN DEL CAMPO JAZMÍN – CLUSTERS.	12
✓ Operacional	13
✓ Económico	13
✓ Ecológico.	13
2. PERFORACIÓN ROTARIA	20
2.1. SELECCIÓN DEL ÁREA PARA PERFORAR.	20
2.2. COMPONENTES DEL TALADRO DE PERFORACIÓN ROTARIA.	21
2.2.1. La planta de fuerza motriz.	22
2.2.2. Sistema de izaje.	23
2.2.2.1 Cable de perforación.	25
2.2.2.2 Torre de perforación.	27
2.2.2.3 Sistema de poleas	29
2.2.3. Sistema rotatorio o rotario.	31
✓ Mesa rotaria.	31

✓ Junta giratoria o Swivel.	33
✓ Kelly.	34
2.2.4. Sarta de perforación.	36
✓ Brocas de perforación.	37
✓ Tipos de brocas.	38
✓ Collares de perforación (Drill Collars)	41
✓ Tubería de perforación.	43
2.2.5. El sistema de circulación del fluido de perforación.	45
✓ De la bomba a la swivel.	47
2.2.6. El fluido de perforación.	48
✓ Funciones del fluido de perforación.	48
✓ Tipos de fluido de perforación.	51
➤ Fluido de perforación a base de agua	52
➤ Fluido de perforación a base de petróleos	53
➤ Otros tipos de fluido de perforación	53
✓ Control del fluido de perforación.	55
2.3. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN ROTARIA	55
2.3.1. Perforación vertical.	56
2.3.2. Perforación direccional.	58
✓ Aplicaciones de la perforación direccional.	59
3. SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN	61
3.1. FUNCIONES DE LOS REVESTIMIENTOS	61
3.2. FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.	62
3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SARTAS	62
3.3.1. Sarta primaria.	63
3.3.2. Sartas intermedias.	64
3.3.3. Sarta final y de producción.	65
3.4. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA REVESTIDORA.	65

3.5. CEMENTACIÓN DE SARTAS Y OTRAS APLICACIONES DE LA CEMENTACIÓN.	66
3.5.1. Funciones de la cementación primaria.	67
3.5.2. Equipo de flotación para la cementación.	69
✓ Zapato de cementación.	70
✓ Collar flotador.	70
✓ Centralizadores.	71
✓ Raspadores.	71
4. PERFORACIÓN EN CAMPO JAZMIN.	72
4.1. SECCIÓN DE 12-1/4”.	72
4.2. SECCIÓN DE 8-1/2”.	74
5. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	80
RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	91
BIBLIOGRAFÍA	93

## LISTA DE FIGURAS

		<b>Pág.</b>
Figura 1	Ubicación del campo Jazmín	6
Figura 2	Columna Estratigráfica	9
Figura 3	Ubicación de pozos por Cluster	14
Figura 4	Distribución de Clusters en el Campo Jazmín	15
Figura 5	Equipo OVH-1- Perforación Cluster AG. Campo Jazmín	21
Figura 6	Unidad Básica – Equipo JD -1	22
Figura 7	Malacate	24
Figura 8	Torre de Perforación- Equipo Cooper 750	27
Figura 9	Sistema Rotario	31
Figura 10	Bomba Triplex PZ-8	45
Figura 11	Equipo de Control de sólidos	55
Figura 12	Estado mecánico típico de un pozo del Campo Jazmín	79

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
Tabla 1	Perforación Actual – Fase II Campo Jazmín	16
Tabla 2	Hoja de Vida del Campo Jazmín	17
Tabla 3	Características de la Roca y del sistema de Inyección de Vapor.	18
Tabla 4	Información de Producción	
Tabla 5	Propiedades del lodo durante la perforación de 12-1/4”	19
Tabla 6	Características del lodo durante la perforación con broca de 8 1/2”	73
Tabla 7	Procedimientos de Perforación	81

## INTRODUCCIÓN

Con la iniciación (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos y de aprovechar los ya existentes.

En Colombia la profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2.000 y 25.000 pies, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

En el campo Jazmín los pozos se perforan aproximadamente a 3000 pies de profundidad utilizando equipos que no superan los 120 pies de altura (equipos pequeños), antes de iniciar a profundizar en las operaciones que llevan a la construcción de un pozo, se hace una presentación general sobre el equipo utilizado y los sistemas mas importantes dentro de la perforación como son: sistema de izaje, de circulación, rotatorio o rotario, la sarta de perforación, la sarta de revestimiento y la cementación.

Luego de presentar los componentes principales de un taladro y sus funciones dentro de una operación de perforación convencional, la construcción de un pozo en el Campo Jazmín se convierte en el tema principal de este trabajo de tesis.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1 OMIMEX DE COLOMBIA LTD.**

Omimex de Colombia LTD. fue creada el 5 de diciembre de 1994, es una sucursal en Colombia de Omimex Resources Inc. (antes Omimex Group, fundado en 1987, su objeto social es la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos y servicios petroleros en el territorio nacional. La Casa Matriz se localiza en Fort Worth, Texas, Estados Unidos. OMIMEX RESOURCES INC., se estableció bajo las leyes del Estado de Delaware en junio de 1997, para consolidar y continuar las actividades previamente conducidas por las 4 compañías independientes.

El 15 de Diciembre de 1994 se inició la operación del Campo Velásquez, con 63 pozos productores y una producción promedio de 2050 bopd.

El 7 de Octubre de 1995 se recibió la operación de la Asociación Nare y Cocorná.

El 1º de Enero de 1996 asumió la Concesión Cocorná la cual revirtió al Estado (ECOPETROL) el 25 de Febrero de 1997.

El 12 de Octubre de 1997 se firmó el Contrato de Asociación Cuerdas para realizar exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Casanare.

Para realizar exploración en el bloque Sarare, adyacente al bloque Cuerdas, se firmó otro contrato de Asociación en Septiembre de 1998. Se perforó el pozo exploratorio Cuerdas-1 en Enero de 2000 y resultó seco; debido a los

resultados negativos del pozo Cuerdas-1 el pozo exploratorio Bevea-1, programado en para el Bloque Sarare, no fue perforado.

Los Contratos Cuerdas y Sarare fueron renunciados por la compañía en el año 2000; pero en Septiembre de 1998 se firmó un segundo contrato de asociación en Casanare (Sector Sarare); al año lo devolvió porque el esfuerzo exploratorio no fructificó.

En Noviembre de 1999 se aprobó el Plan de Desarrollo de la Fase 1 del Campo Jazmín, área comercial no desarrollada de la Asociación Nare.

El 7 de Septiembre de 2000 se iniciaron las operaciones de perforación y desarrollo de la Primera Fase del campo Jazmín (103 pozos productores). La producción del campo se inició en Julio de 2002.

## **1.2 *ECOPETROL S.A.***

En 1921 la Tropical Oil Company (Troco) dio inicio a la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo Cira Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena.

Pero se empieza a hablar de la Empresa Colombiana de Petróleos como tal el 25 de agosto de 1951, con la reversión de La Concesión de Mares al Estado colombiano.

Con el tiempo la Compañía asumió la operación de otras concesiones que fueron quedando en manos de la Nación y al mismo tiempo, con sus propios medios y recursos empezó a realizar actividades en los distintos rubros de la industria petrolera, como una Empresa Industrial y Comercial de Estado.

En 1961 Ecopetrol asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compraría, La Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En septiembre de 1983 se produce la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa, Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, pues se descubrieron dos grandes yacimientos en conjunto con la British Petroleum Company, estos fueron los de Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte llanero.

En 2003 La Empresa Colombiana de Petróleos fue reestructurada con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. A través del Decreto 1760 de 2003, La Compañía se convirtió en una Sociedad Pública por Acciones denominada Ecopetrol S.A., pertenece a una junta de accionistas estatales encabezada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Ecopetrol S.A. es una Sociedad Pública por Acciones, del Estado colombiano, dedicada exclusivamente a buscar, producir, transportar, almacenar, refinar y comercializar hidrocarburos. Es la empresa financieramente más sólida e importante de Colombia con utilidades promedio en los últimos 5 años superiores a los 1.2 billones de pesos y sus exportaciones en el mismo periodo ascendieron a 1.981 millones de dólares. Por lo mismo, también es la cuarta estatal petrolera más grande de América Latina.

### **1.3 CAMPO JAZMIN**

El 3 de septiembre de 1980 se firma el contrato de asociación NARE, entre las compañías ECOPETROL y Omimex de Colombia LTD., con un porcentaje de participación del 50%. Omimex de Colombia es la compañía operadora actual.

El campo Jazmín esta localizado en el municipio de Puerto Boyacá, Vereda Palagua, en el Departamento de Boyacá y hace parte de la Asociación Nare. Comprende una extensión de 1700 acres (688 hectáreas).

Hoy por hoy es el campo de mayor relevancia en esta subregión del Magdalena Medio, descubierto en 1986 por la Texas, pero que vio aplazado su desarrollo 12 años debido a la restricción que se presentó para la recepción de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja y a la poca demanda para el consumo interno.

En 1999 comenzó su etapa de despegue bajo la operación de Omimex, compañía que compró los derechos a la Texas, al igual que los de los campos Teca y Nare. Con tres pozos descubridores, Jazmín 1, Cedro-1 y Roble-1, en noviembre de 1999 se aprobó el plan de desarrollo para Jazmín, dentro del contrato de asociación Nare, con unas reservas de 20 millones de barriles de un crudo de 12 grados API y con 1,5% en peso de azufre.

Así, en el año 2000 comenzó una intensa campaña de perforación, contemplada dentro de un plan de desarrollo novedoso en el país: perforar 103 pozos ubicados en 11 plataformas (Clusters) desde donde se direccionaban entre 8 y 11 pozos por cluster.

La producción del campo se inició en junio de 2002 con la entrada paulatina de los clusters perforados y con una buena respuesta a la inyección de vapor, lo cual llevó a la ejecución de la segunda fase entre 2002 y 2003, que incluyó la perforación de otros pozos.

A septiembre del presente año la producción alcanza los 10600 barriles promedio día, pero con la perforación de los nuevos pozos en 2005 se le estiman adicionar unos 6.000 barriles promedio día.

Jazmín por sí solo le aporta un 65% de la producción diaria que se obtiene de los tres campos operados por Omimex, que en total asciende a unos 16.500 barriles por día.



Figura 1. Ubicación del campo Jazmín

## **1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL<sup>1</sup>**

Geológicamente el campo Jazmín se halla en un sector de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el que la estructura general es un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento hacia el este del orden de 12° al nivel del basamento y de 8° al este para los sedimentos del terciario.

El estilo tectónico característico del área está relacionado a dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenece la Falla de Velásquez – Palagua y otro de dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Los dos sistemas mencionados son de carácter transtensivo, por lo cual generan fallas de apariencia normal que por lo general presentan su bloque hundido hacia la cuenca.

La interferencia de estos dos sistemas de fallamiento dio lugar al desarrollo de cierres estructurales de tallas apreciables, que a su vez permitieron la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos, tales como los hallados en los campos de Velásquez, Palagua y Moriche, asociados a la Falla de Velásquez y en los campos Teca, Nare y Jazmín, asociados a la Falla de Cocorná.

Esta cuenca constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes.

Al occidente se tiene un borde pasivo, que se caracteriza por una geometría monoclinal con notables truncamientos de las formaciones cretáceas, que

---

<sup>1</sup> Toda la información geológica del Campo Jazmín fue suministrada por el Departamento de Geología de la Empresa Omimex de Colombia, Ltd.

desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos Terciarios con interrupciones causadas por flexuras y fallas, hacia la cordillera Oriental se presenta un complicado margen compresional.

### **1.5 ESTRATIGRAFÍA**

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo esta constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente Oligoceno; el espesor promedio de dicha sección en el área del campo es de 2300 pies.

La cuenca es de tipo intracontinental, asimétrica, se inclina suavemente desde la Cordillera Central hacia el Este formando un monoclinal en todo el Valle Medio; La litología comprende un basamento ígneo - metamórfico complejo sobre el cual reposan sedimentos discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario superior y cuaternario.

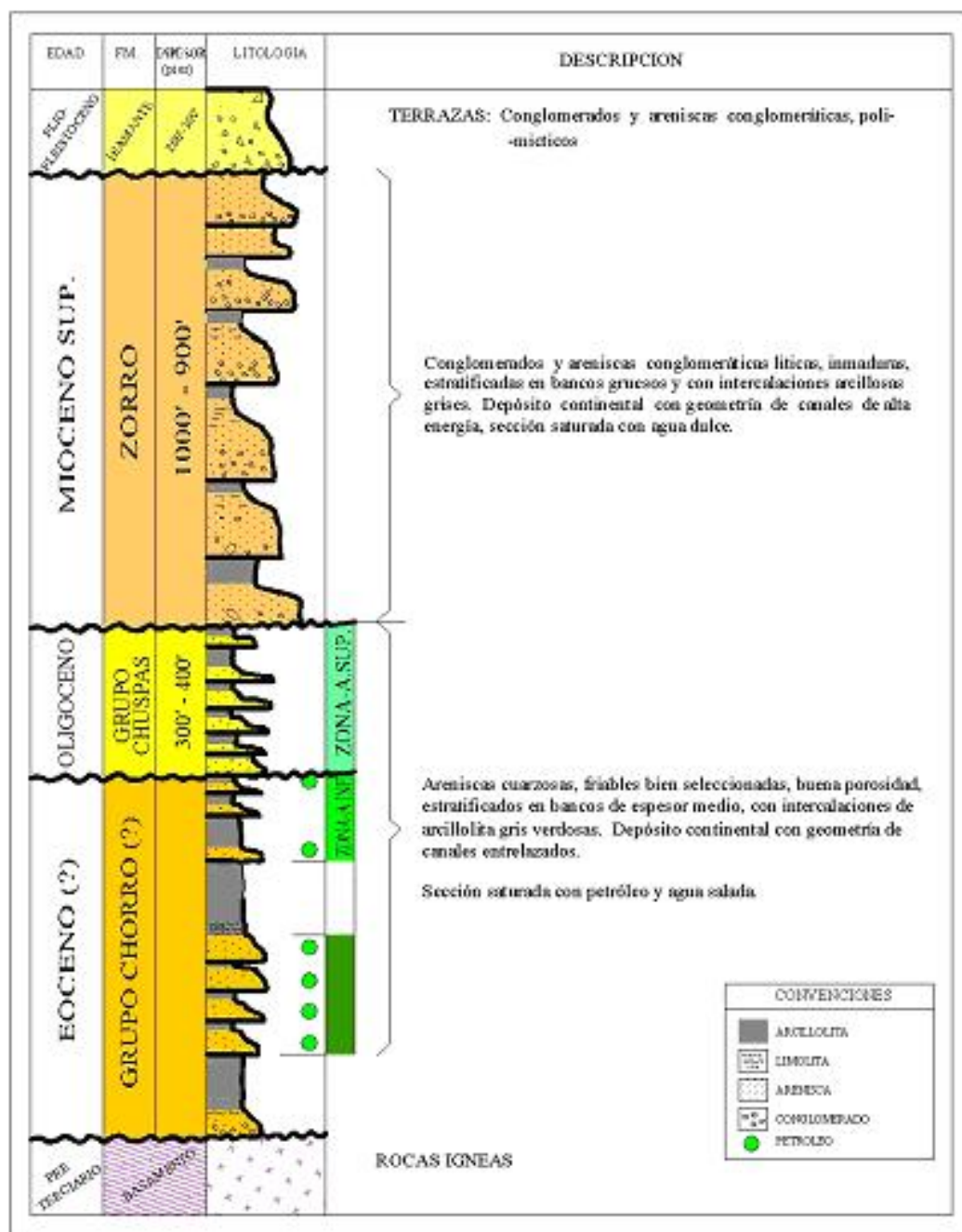


Figura 2. Columna Estratigráfica

**1.5.1 Unidades Productoras.** La acumulación de petróleo en el campo Jazmín es una extensión que comprende los campos Teca, Nare y Underriver.

Las características litológicas del campo son similares a las encontradas en dichos campos; toda la sección productora muestra una gradación arcillosa incremental y cuerpos de arenas delgados pobremente desarrollados con una tendencia hacia el norte. Con base en los registros se puede establecer las unidades productoras denominadas: "Zona A", dividida en "Zona A Superior" AS-1 y AS-2, y "Zona A Inferior", "Zona B" y "Zona C", las cuales a su vez presentan intercalaciones de arcillas que en la Zonas A Inferior y Zona B, principalmente en la B, alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero; También se aprecia un mejor desarrollo de las arenas superiores (Zona A), constituyéndose en las arenas de interés, siendo las arenas inferiores (Zona B) más delgadas y arcillosas.

## **1.6 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO**

El Campo Jazmín es un entrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver, Teca relacionados a la misma falla. En general, el Campo Jazmín es un campo superficial (1200 a 2500 pies de profundidad); los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido es de 11.5 a 12.5° API, de alta viscosidad.

**1.6.1 Generación y Migración.** Como es ampliamente conocido en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos, pertenecientes a la Formación La Luna cuyo depósito tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la Cuenca, hacia el este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba, hacia el occidente.

**1.6.2 Reservorios.** Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados (braided streams), de edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los Grupos Chorro y Chuspas, con porosidades promedio de 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1200 md., y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies.

Históricamente toda la producción de hidrocarburos en esta cuenca proviene de yacimientos del Terciario (Formación La Cira, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama) y ocasionalmente de carbonatos del período Cretáceo; La tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca, debido a factores como la profundidad y patrones estructurales, se da desde el Este hacia el Oeste.

**1.6.3 Sellos.** Las rocas de cubrimiento más importantes se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, dentro de este grupo se tiene la base de la Formación la Paz (El Toro *Shale*), niveles intra-arcillosos de la Formación

Lisama, Horizonte fosilífero de "Los Coros" de la Formación Esmeraldas, Intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, Horizonte fosilífero "La Cira" de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la cuenca) y el intra grupo Real

**1.6.4 Trampas.** El Campo Jazmín es un entrampamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. El área comercial aprobada por Ecopetrol es de 1700 acres.

Las trampas estratigráficas están asociadas con acuñamientos del Mioceno - Eoceno Superior y arenas del Cretáceo son los principales objetivos para exploraciones futuras. También existe potencial en trampas diagenéticas en calizas del Cretáceo, combinadas con trampas paleogeomórficas asociadas con pliegues erosionados y truncados.

Dentro del área comercial la profundidad del tope de la sección productora varía entre 1000 pies en oeste y 1350 pies en el este.

## **1.7 EXPLOTACIÓN DEL CAMPO JAZMÍN – CLUSTERS**

La explotación del Campo Jazmín -Nare Norte- se desarrolla mediante la perforación direccional de pozos desde "Clusters" o localizaciones multipozo de solo 2.4 hectáreas; con esta tecnología se pretende obtener beneficios desde el punto de vista operacional, económico y ecológico; se considera que con la aplicación de este sistema se podrán modernizar los conceptos

básicos de perforación y explotación, para ser aplicados en futuros proyectos de extracción petrolera.

De esta forma se logran disminuir los costos de perforación y explotación ya que la perforación es rápida, eficiente y con precisión; el sistema presenta entre otras las siguientes ventajas desde el punto de vista:

- ✓ **Operacional:** al concentrar las operaciones se podrá usar telemetría y variadores electrónicos de velocidad en los motores de los equipos de bombeo; durante la explotación habrá mayor seguridad. Se incrementa la eficiencia de los sistemas de distribución de vapor a alta temperatura, conectando decenas de pozos a una misma línea de inyección de vapor, facilitando el uso de calderas o generadores de vapor portátiles.
- ✓ **Económico:** bajo costo en la construcción de las facilidades de superficie (explanación del terreno, construcción de los racks de tubería, etc.), menos energía eléctrica requerida (uso de variadores de velocidad), menos personal y equipos requeridos.
- ✓ **Ecológico:** disminución del impacto negativo sobre el medio ambiente, permitiendo el desarrollo agropecuario dentro del área del proyecto; se minimiza el uso de la tierra a un 10% comparado con las localizaciones mono-pozo que se estaban utilizando actualmente en Teca y Nare; se disminuye la longitud total de carreteras y vías de acceso, volúmenes de movimientos de tierra; se incrementa la eficiencia de los sistemas recolectores de producción.

La mayoría de los pozos son direccionales y en el subsuelo estarán a 143 metros de distancia entre pozo y pozo, para un espaciamiento de 5 acres.

Se requiere tan solo de un set de piscinas para los lodos de perforación, por cada 16 pozos; anteriormente se requerían dos piscinas por cada pozo (Campos Teca y Nare).

En la actualidad el Campo Jazmín cuenta con 138 Pozos (113 produciendo, 4 recibiendo vapor, 2 en remojo, 16 cerrados por alto corte de agua –BSW, 1 a la espera de trabajos de Workover, 2 Inyectando Agua Residual)<sup>2</sup>.

Algunas desventajas de la utilización de Clusters son:

- **Costos direccionales:** Los costos direccionales para cada pozo son mucho más elevados que si se perforaran verticalmente.
- **Desgastes de la Sarta:** Dada la inclinación del pozo y el método de producción (Bombeo Mecánico en la mayoría de los casos), la sarta se ve obligada a rozar constantemente con la tubería de producción ocasionando su deterioro prematuro.



Figura 3. Ubicación de Pozos por Cluster.

---

<sup>2</sup> Datos suministrados por el equipo de Producción del Campo Jazmín el 24 de Septiembre de 2004.

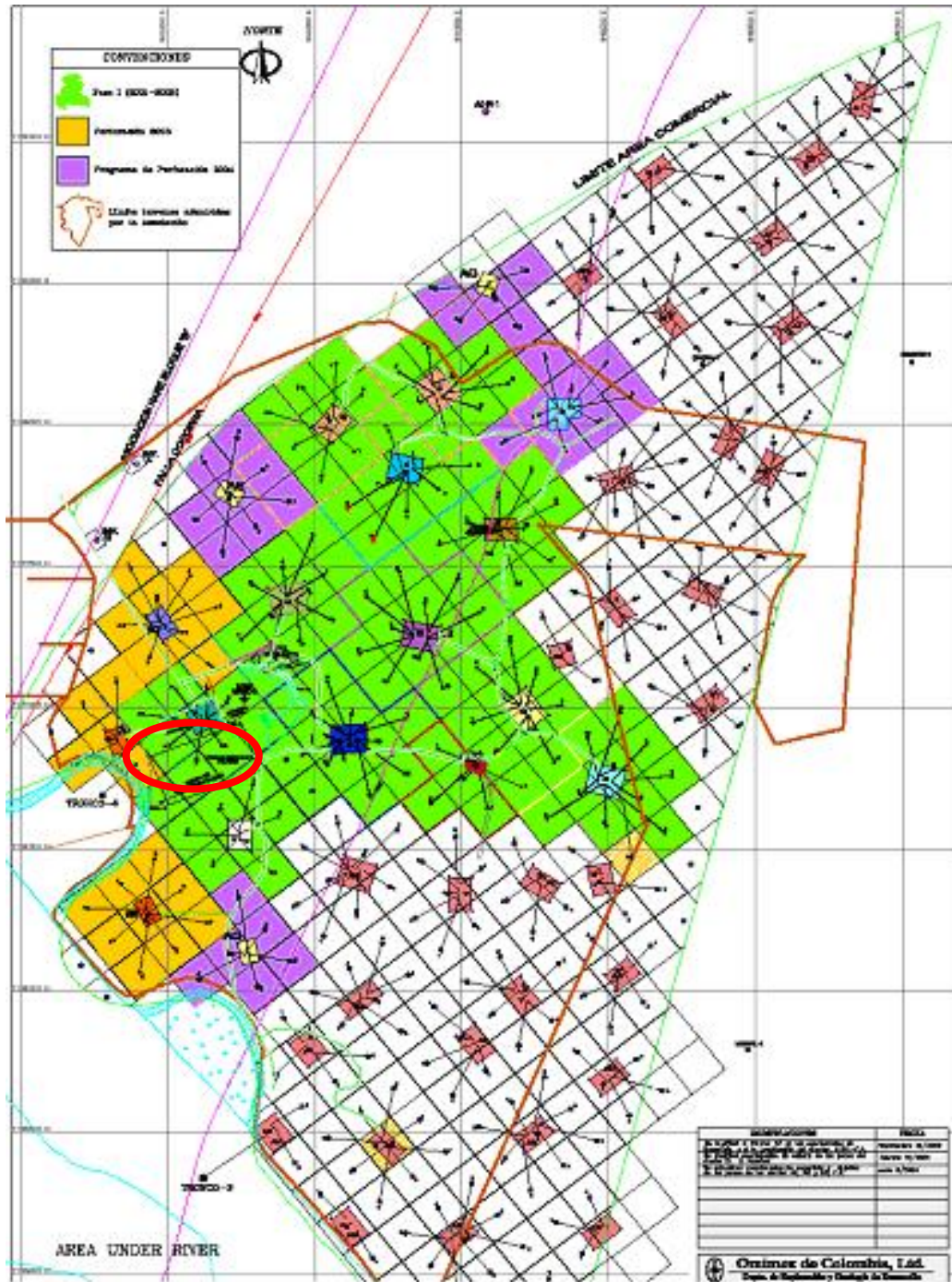


Figura 4. Distribución de Clusters en el Campo Jazmín

- Al área encerrada por el círculo rojo corresponde a la Ubicación del Modulo de Producción.
- El área coloreada con verde corresponde a los cluster perforados en la Fase I del proyecto.
- El área coloreada con amarillo corresponde a los cluster perforados en el año 2003, incluye 1 pozo del cluster R (JAZ-R-05, con bomba de cavidades progresivas actualmente) y 1 pozo del cluster Z (JAZ-Z-5, el cluster en total son 8 pozos, los pozos faltantes se van a perforar a finales del presente año).

Actualmente en el campo Jazmín se está llevando a cabo la segunda campaña de perforación que culmina con el Cluster AE, esta campaña incluye la perforación de 27 nuevos pozos distribuidos de la siguiente manera<sup>3</sup>:

<b>CLUSTER</b>	<b>N° Pozos</b>	<b>Perforados</b>	<b>Completados</b>
D	8	8	8
AG	5	5	0
AQ	6	6	0
AE	8	6	0

Tabla 1. Perforación Actual – Fase II Campo Jazmín

---

<sup>3</sup> Perforación y completamiento del campo Jazmín, septiembre de 2004.

## HOJA DE VIDA- CAMPO JAZMÍN

INFORMACIÓN DEL CAMPO		
Área total	Acres	590
Volumen del Yacimiento	Ac-Pie	619500
Volumen Neto Total	Ac-pie	126850
Volumen Neto Abierto	Ac-Pie	112100
Volumen Yacimiento	Bbls/Ac-Pie	1253
Petróleo Original Abierto	MM Bbls	140
Espaciamiento	Acres	5
Número de Pozos Exploratorios		7 (Caoba, Cedro, Comino, Mimbre, Nogal, Roble, Jazmín-1)
Número de Pozos		144
Numero de Pozos Activos (Sep/04)		120
Numero de Pozos parados por BSW		16
Número de Pozos Inyectores de Agua		2
Número de Pozos Abandonados		5
Pozos de captación de agua		1
Elevación con respecto al Nivel del Mar		465

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO		
Espesor Total	Pies	1050
Espesor Neto Total	Pies	215
Espesor Neto Abierto	Pies	190
Buzamiento	Grados	6
Profundidad Media Vertical	Pies	1365
Presión del Yacimiento	Psi	890 @ -1600'
Temperatura del Yacimiento	°F	105 @ -1600'
Factor Volumétrico de Formación	Bbls/STB	1.04

Tabla 2. Hoja de Vida del Campo Jazmín

<b>CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA</b>		
Porosidad	%	28.0
Permeabilidad Promedio	md	800 md (Pruebas de presión)
<b>Conductividad Térmica</b>	<b>BTU/Hr-pie-°F</b>	
Arenas		0.517 -- 0.533 @ 113 °F
		0.552 -- 0.658 @ 200 °F
Arcillas		1.1158 @ 113 °F
		1.2840 @ 113 °F
<b>Capacidad Calorífica</b>	<b>BTU/ Lb-°F</b>	
Arenas		0.239 -- 0.249 @ 113 °F
		0.251 -- 0.255 @ 200 °F
Arcillas		0.131 @ 113 °F
		0.253 @ 200 °F
Difusividad		0.0327
Compresibilidad de la Arena	Psi-1	23.81 x 10-6 @ 500 psi
Compresibilidad de la Arcilla	Psi-1	34.67 x 10-6 @ 500 psi
Análisis de Corazones		Si
Permeabilidades Relativas		Si
Presiones Capilares		Si

<b>SISTEMA DE INYECCIÓN DE VAPOR</b>		
Presión de Inyección	psi	1000 - 1100
Calidad del vapor en Cabeza de pozo	%	74
Temperatura del Vapor	°F	530
Tasa de Inyección	MM BTU/ pie	30 - 40

Tabla 3. Características de la Roca y del Sistema de Inyección de Vapor.

<b>INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>		
Intervalo Productor Desviado	Pies	1000 - 2200
Grados de Desviación Máxima	grados	45
Diámetro de Revestimiento	Pulgadas	7
Diámetro de Liner Ranurado	Pulgadas	5
Número de Ranuras por pie	Ran/ft	52 - 56
Tamaño Grava	Mallas	8 - 12
Diámetro de Tubería de Producción	Pulgadas	3 1/2 - 2 7/8
Fecha de Inicio de Producción		Jun-02
Producción Promedia (Sep/04)	BOPD	10600
Corte de Agua (Sep/04)	% BSW	42
Relación Gas-Petróleo	PC/Bbl	70
<b>Producción Promedia por Pozo</b>		
Petróleo	BOPD	72
Agua	BWPD	52
Petróleo Incremental Acumulado	MM BLS	0.86
Relación Petróleo - Vapor Acumulado	Bls/ MM BTU	1.6

Tabla 4. Información de Producción.

## **2. PERFORACIÓN ROTARIA**

La perforación rotaria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Las innovaciones marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

### ***2.1 SELECCIÓN DEL ÁREA PARA PERFORAR***

El área escogida para perforar es producto de los estudios geológicos y/o geofísicos hechos anticipadamente. La intención primordial de estos estudios es evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas de las condiciones geológicas del subsuelo para emprender o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos comerciales.

Generalmente, en el caso de la exploración, el área virgen fue adquirida con anterioridad o ha sido asignada recientemente a la empresa interesada, de

acuerdo con las leyes y reglamentos que en Colombia rigen la materia a través del Ministerio de Minas y Energía, y de los estatutos de ECOPETROL S.A. y los de sus empresas filiales.

Los otros casos son: a) Que el área escogida esté dentro de un área probada y se desee investigar la posibilidad de yacimientos superiores o perforar más profundo para explorar y verificar la existencia de nuevos yacimientos. b) Que el área de interés esté fuera del área probada y sea aconsejable proponer pozos de avanzada, que si tienen éxito, extienden el área de producción conocida.

## **2.2. COMPONENTES DEL TALADRO DE PERFORACIÓN ROTARIA**

Los componentes del taladro son:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje.
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.



**Figura 5.** Equipo OVH-1- Perforación Cluster AG. Campo Jazmín

La función principal del taladro es hacer un hueco, lo más económicamente posible y cuya terminación represente un punto de drenaje eficaz del yacimiento.

Lo ideal sería que el taladro trabaje todo el tiempo haciendo pozos pero, la utilización, el funcionamiento y las operaciones conexas para hacerlo y terminarlo requieren hacer altos durante el curso de los trabajos. Entonces, el tiempo es primordial e influye en la economía y eficiencia de la perforación.

### **2.2.1. La planta de fuerza motriz**



**Figura 6.** Unidad Básica – Equipo JD -1.

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotario y del sistema de circulación del fluido de perforación. La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hueco a la mayor profundidad. Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional.

Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de pegas de la tubería de perforación o de la de revestimiento, durante su inserción en el hueco y sea necesario tensionar para liberarlas. Naturalmente, la torre de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

El tipo de planta puede ser mecánica, eléctrica o electromecánica. La selección se hace tomando en consideración una variedad de factores como la experiencia derivada del uso de uno u otro tipo de equipo, disponibilidad de personal capacitado, suministros, repuestos, etc. El combustible más usado es diesel pero también podría ser gas natural o GLP (butano). La potencia de izaje deseada y, por ende, la profundidad máxima alcanzable depende de la composición de la sarta de perforación.

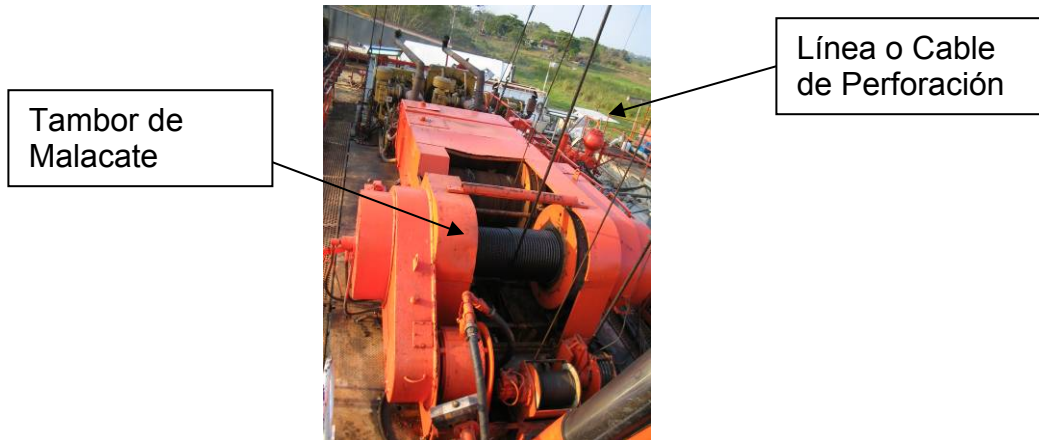
### **2.2.2. Sistema de izaje**

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias para introducir en el hueco la sarta de tubos que reviste la pared, la función del sistema izaje es esencial.

Bajar en el hueco, sostener o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros que garanticen la realización de las operaciones sin riesgos para el personal y el equipo.

Los componentes principales del sistema de izaje son:

- **Malacate**



**Figura 7.** Malacate

Ubicado en la parte posterior de la torre, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio. Su funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales.

El carrete sirve para devanar y mantener enrollados cientos de metros de cable de perforación.

Por medio de cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean

necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.

En algunos casos los taladros disponen de plantas o motores adicionales que transmiten en forma independiente fuerza motriz al sistema de rotación, independizando de esta manera el sistema de rotación del sistema de izaje.

La transmisión de fuerza la hace el malacate por medio de la disponibilidad de una serie de bajas y altas velocidades, que el perforador puede seleccionar según la magnitud de la carga que representa la tubería en un momento dado y también la ventaja mecánica de izaje representada por el número de cables que enlazan el conjunto de poleas fijas en la corona de la torre con las poleas del bloque viajero.

El malacate es una máquina cuyas dimensiones de longitud, ancho y altura varían, naturalmente, según su potencia. Su peso puede ser desde 4,5 hasta 35,5 toneladas, de acuerdo con la capacidad de perforación del taladro.

### **2.2.2.1      *Cable de perforación***

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de izaje como son el conjunto de poleas fijas ubicado en la corona de la torre y el del bloque viajero.

El cable de perforación consta generalmente de seis ramales torcidos. Cada ramal está formado a su vez por seis o nueve hebras exteriores torcidas también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal.

Finalmente, los ramales cubren el centro o alma del cable que puede ser formado por fibras de acero u otro material.

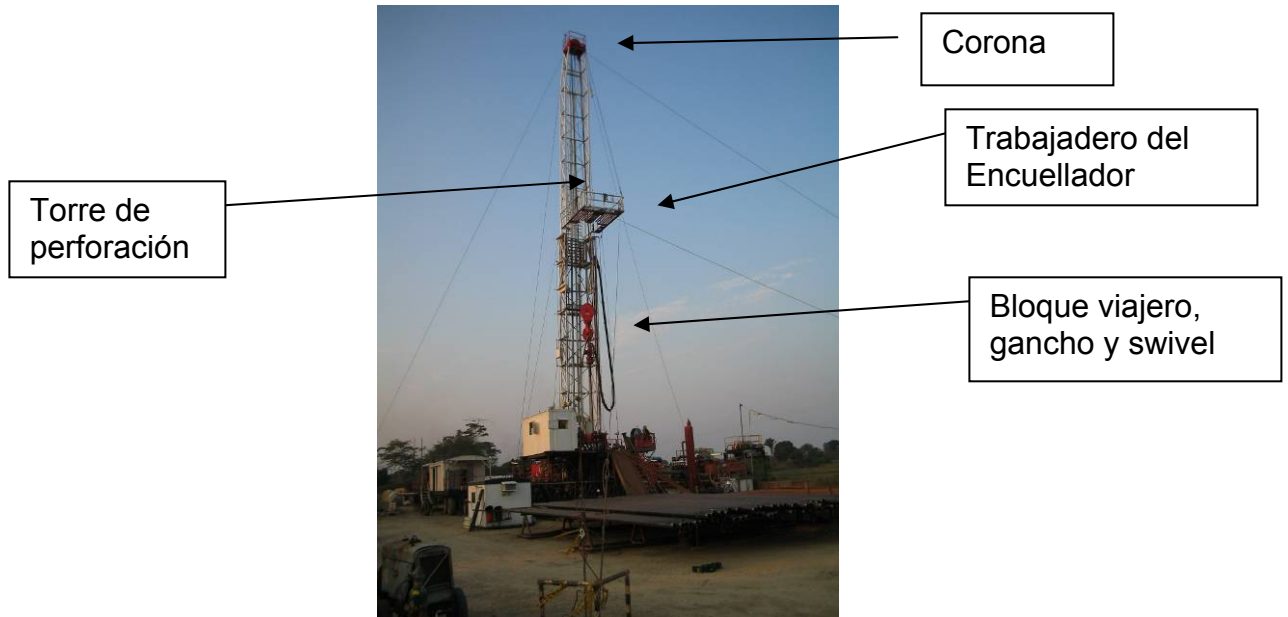
La torcida que se le da a los ramales puede ser a la izquierda o a la derecha, pero para los cables de perforación se prefiere a la derecha. Los hilos de los ramales pueden ser torcidos en el mismo sentido o contrario al de los ramales. Estas maneras de fabricación de los cables obedecen a condiciones mecánicas de funcionamiento que deben ser satisfechas.

El cable tiene que ser fuerte para resistir grandes fuerzas de tensión; tiene que aguantar el desgaste y ser flexible para que en su recorrido por las poleas el tanto doblarse y enderezarse no debilite su resistencia; tiene que ser resistente a la abrasión y a la corrosión.

Normalmente, el diámetro de los cables de perforación es de  $7/8$  de pulgada a  $1-5/8$  de pulgada; con valores intermedios que se incrementan en  $1/8$  de pulgada, aproximadamente. Según el calibre y el tipo de fabricación del cable, su resistencia mínima de ruptura en tensión puede ser de 31 a 36 toneladas, y la máxima de 75 a 139 toneladas.

El peso por metro de cable va desde 2 kg hasta 8,5 kg según el diámetro. Por tanto, el peso de unos 100 metros de cable representa 200 a 850 kg.

### 2.2.2.2 Torre de perforación



**Figura 8.** Torre de Perforación- Equipo Cooper 750.

Se fabrican varios tipos de torres: portátil y autopropulsada, montadas en un vehículo adecuado; telescópicas o trípodes que sirven para la perforación, para el reacondicionamiento o limpieza de pozos.

La silueta de la torre es de tipo piramidal y la más común y más usada es la rígida, cuyas cuatro patas se asientan y aseguran sobre las esquinas de una subestructura metálica muy fuerte.

La parte superior de esta subestructura, que forma el piso de la torre, puede tener una altura de 12,5 a 26,5 pies. Esta altura permite el espacio libre deseado para trabajar con holgura en la instalación de las tuberías, válvulas y otros aditamentos de control que se ponen en la boca del hueco o del pozo.

La altura de la torre puede ser de 90 a 160 pies. A unos 40, 80 ó 90 pies del piso, según la altura total de la torre, va colocada una plataforma, donde trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación. Esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (pareja) o de tres en tres (triple) se paran sobre la mesa y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

La longitud total de tubería de perforación o de tubería de producción que pueda amontonarse depende del diámetro de la tubería.

Como la carga y el área que representan los tubos acomodados verticalmente son grandes, la torre tiene que ser fuerte para resistir además las cargas de vientos que pueden tener velocidad máxima de 120 a 160 kilómetros por hora (km/h). Por tanto, las patas de la torre deben conformar una estructura firme.

Por otra parte, durante la perforación la tubería puede atascarse en el hueco, como también puede atascarse la tubería revestidora durante su colocación. En estos casos hay que desencajarlas tensionando fuertemente y por ende se imponen a la torre y al sistema de izaje, específicamente al cable de perforación, fuertes sobrecargas que deben resistir dentro de ciertos límites.

En su tope o corona, la torre tiene una base donde se instala el conjunto de poleas fijas (bloque corona). Sobre la corona se dispone de un caballete que sirve de auxiliar para los trabajos de mantenimiento que deben hacerse allí.

### **2.2.2.3 Sistema de poleas**

Para obtener mayor ventaja mecánica en subir o bajar los enormes pesos que representan las tuberías, se utiliza el aparejo o polipasto.

Del carrete de abastecimiento se pasa el cable de perforación por la ranura de la polea del conjunto de la corona y una ranura del bloque viajero, y así sucesivamente hasta haber dispuesto entre los dos conjuntos el número de vueltas deseadas. La punta del cable se ata al carrete del malacate, donde luego se devanará y enrollará la longitud de cable deseado.

Este cable -del malacate a la corona- es el cable vivo o móvil, que se enrolla o desenrolla del malacate al subir o bajar el bloque viajero. Como podrá apreciarse el cable vivo está sujeto a un severo funcionamiento, fatiga y desgaste.

El resto del cable que permanece en el carrete de abastecimiento no se corta sino que se fija apropiadamente en la base de la torre, esto recibe el nombre de Ancla.

Este cable -de la base de la torre a la corona- no se mueve y se le llama cable muerto; sin embargo, está en tensión y esto es aprovechado para colocarle un dispositivo que sirve para indicar al perforador el peso de la tubería.

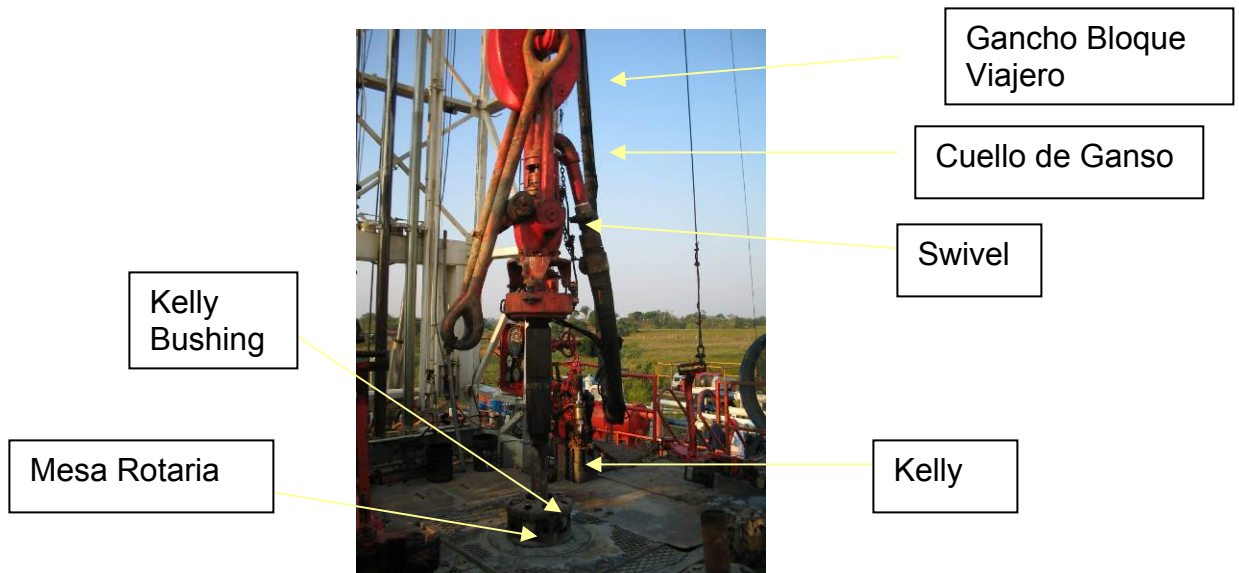
Cuando por razones de uso y desgaste es necesario reemplazar el cable móvil, se procede entonces a desencajarlo del malacate, cortarlo y correrse el cable entre la polea fija y el bloque viajero, supliendo cable nuevo del carrete de almacenamiento.

Generalmente, el número de cables o vueltas entre el bloque fijo y el bloque viajero puede ser 3, 4, 6, 8, 10, 12 o más, de acuerdo al peso máximo que deba manejarse. También debe tomarse en consideración el número de poleas en la corona y el bloque, y además el diámetro del cable y la ranura por donde corre el cable en las poleas.

El bloque viajero es una pieza muy robusta que puede pesar entre 1,7 y 11,8 toneladas y tener capacidad de carga entre 58 y 682 toneladas, según sus dimensiones y especificaciones.

Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte que lleva en su extremo inferior, del cual cuelga el gancho que sirve para sostener la junta giratoria del sistema de rotación durante la perforación. Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

### 2.2.3. El sistema rotatorio o rotario



**Figura 9.** Sistema Rotario.

El sistema rotario es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hueco hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento.

En sí, el sistema se compone de la mesa rotaria; de la junta o unión giratoria (Swivel); de la junta kelly o la kelly; de la sarta o tubería de perforación, que lleva la sarta de peso, y finalmente la broca.

- **Mesa rotaria**

La mesa rotaria va instalada en el centro del piso de la torre. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman la subestructura del piso, reforzado con puntales adicionales.

La mesa rotaria tiene las siguientes funciones: a) Impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación, b) Sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir perforando el hueco, c) Sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda. Además, la mesa rotaria tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la medida de la sarta de revestimiento. Por tanto, y según la capacidad del taladro, tiene que resistir cargas estáticas o en rotación que varían según la profundidad del pozo. Estas cargas pueden estar desde 70 hasta 1.000 toneladas.

De allí que la mesa rotaria sea de construcción recia, de 1,20 a 1,5 metros de diámetro, con pistas y balineras de aceros de alta calidad, ya que la velocidad de rotación requerida puede ser de muy pocas a 500 revoluciones por minuto. Las dimensiones generales de ancho, largo y altura de la mesa rotatoria varían según especificaciones y su robustez puede apreciarse al considerar que su peso aproximado es de 2 a 12 toneladas.

La dimensión principal de la mesa rotaria y la que representa su clasificación es la apertura circular que tiene en el centro para permitir el paso de brocas y tuberías de revestimiento.

Esta apertura única y máxima que tiene cada mesa rotaria permite que se les designe como de 12, 17-1/2, 20-1/2, 27-1/2, 37-1/2, y 49-1/2 pulgadas de diámetro.

A la mesa rotaria se le puede impartir potencia de manera exclusiva acoplándole una unidad motriz independiente. Pero generalmente su fuerza de rotación se la imparte la planta motriz del taladro, por medio de transmisiones, acoplamientos y mandos apropiados.

- ***Junta giratoria o Swivel***

La swivel tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sistemas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga el gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector (cuello de ganso), que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la kelly.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta 5000 psi, la swivel tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer balineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su tamaño depende de la capacidad máxima de perforación del taladro. La swivel por sí sola puede pesar entre 0,5 y 3,3 toneladas.

Los adelantos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro no se detienen. Hay innovaciones que son muy especiales. Tal es el invento del Top Drive para eliminar la mesa rotatoria y la junta kelly que se desliza a través de ella.

La utilización del Top Drive elimina el tramo común de perforación de 30 pies con la junta kelly, ahora el tramo pueda ser de 90 pies, lo cual representa mejorar la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta. Tiene integrado un motor o impulsor eléctrico con suficiente potencia para imprimirle la deseada velocidad de rotación a la sarta de perforación, a la cual está conectada directamente. La potencia puede ser de 1.000 o más caballos de fuerza según el peso de la

sarta, profundidad final y trayectoria del pozo, vertical o direccional de alto alcance o penetración horizontal.

El Top Drive sube y baja deslizándose sobre un par de rieles paralelos unidos a la torre, los cuales forman la carrilera que comienza a tres metros del piso del taladro y culmina en la corona.

- ***Kelly***

Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 32, 39, 46 ó 54 pies. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 2 pulgadas hasta 6 pulgadas, y diámetro interno de 1,57 pulgadas a 3,5 pulgadas. El peso de esta junta varía de 395 kg a 1,6 toneladas. Esta pieza se conoce por el nombre propio de su inventor, Kelly. La mayoría de las veces tiene forma cuadrada.

La Kelly tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La kelly, como podrá deducirse por su función, es en sí un eje que lleva un buje especial (Nelly bushing) que encaja en la mesa y por medio de este le imparte rotación a toda la sarta. Como está enroscada a la junta giratoria y ésta a su vez cuelga del bloque viajero, el perforador hace bajar lenta y controladamente el bloque viajero y la kelly se desliza a través del bushing y de la mesa rotaria. Una vez que toda la longitud de la kelly ha pasado por el bushing, el hueco se ha perforado esa longitud, ya que la sarta de perforación va enroscada a ella.

Para seguir profundizando el pozo, el perforador eleva la kelly, desengaja el bushing de la mesa, para permitir que sus ayudantes, los cuñeros, coloquen cuñas apropiadas entre el tubo superior de la sarta de perforación y la mesa rotaria para que cuando baje la sarta lentamente ésta quede colgando segura y firmemente.

Entonces se puede desenroscar la kelly para agregar otro tubo de perforación a la sarta. Agregado el nuevo tubo, se iza la sarta, se sacan las cuñas y se baja la parte superior del nuevo tubo hasta la mesa para volver a acuñar y colgar la sarta otra vez y luego enroscarle una vez más la kelly, izar, sacar las cuñas, encajar el bushing en la mesa, rotar y continuar así perforando el hoyo la longitud de la kelly otra vez.

Por su función, por las cargas estáticas y dinámicas a que está sometida, por los esfuerzos de torsión que se le imponen, porque su rigidez y rectitud son esenciales para que baje libremente por el bushing y la mesa, la kelly es una pieza que tiene que ser fabricada con aleaciones de los aceros más resistentes, muy bien forjados y adecuadamente tratados al calor.

Durante las tareas de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo, es necesario utilizar la polea viajera, su gancho y elevadores por mucho tiempo. Por esto, la junta kelly y la swivel son apartadas y la primera se introduce en el hoyo de descanso (Rat Hole o cabrón), dispuesto especialmente para este fin.

Además, para ganar tiempo en el manejo y disposición del tubo de perforación, que desde el encuelladero y por la planchada se trae al piso del taladro para añadirlo a la sarta, en el piso de algunos taladros se dispone de otro hoyo adicional (mouse hole), hoyo de conexión, para este fin.

#### **2.2.4. Sarta de perforación**

La sarta de perforación es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va enroscada la sarta de peso y en el extremo de ésta última va enroscada la broca.

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la mesa rotaria por medio de la kelly, que va enroscada al extremo superior de la sarta. El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deje descansar sobre la broca, para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y perforar. En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, este se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la broca en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripió) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del pozo.

Del fondo del hueco hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la broca, los collares de peso, la tubería o sarta de perforación y la kelly, antes descrita. Además, debe tenerse presente que los componentes de las sarta siempre se seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desee llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal. Estos parámetros indicarán si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la broca u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del pozo.

En un momento dado, la sarta puede ser sometida a fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, flexión o pandeo que más allá de la tolerancia mecánica normal de funcionamiento puede comprometer seriamente la sarta y el pozo mismo. En casos extremos se hace hasta imposible la extracción de la sarta.

Situaciones como ésta pueden ocasionar el abandono de la sarta y la pérdida del hueco hecho, más la pérdida también de una cuantiosa inversión.

- ***Brocas de perforación***

Cada broca tiene un diámetro específico que determina la apertura del hueco que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren de diferentes diámetros, hay un grupo que va desde 24 a 42 pulgadas y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del pozo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro. El peso de esta clase de brocas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza.

El otro grupo es de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 3 a 26 pulgadas, cuyos pesos oscilan entre 1,8 toneladas y 552 kilogramos.

La selección del grupo de brocas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sargas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de broca más adecuado que debe elegirse. Generalmente, la elección de brocas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área

u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas.

- ***Tipos de brocas***

Originalmente, en los primeros años de utilización de la perforación rotaria, el tipo común de broca fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas más resistentes para darle mayor durabilidad. Algunos tipos eran de aletas reemplazables.

Este tipo de broca se comportaba bien en estratos blandos y semiduros, pero en estratos duros o muy duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El filo de la aleta o cuchilla se tornaba romo rápidamente por el continuo girar sobre la roca dura, no obstante el peso que se impusiese a la broca para lograr penetrar el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la broca de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la broca. Así que durante la perforación, la broca desmenuza la superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al cilindro interno de la broca, se va cortando a medida que la broca corazonadora avanza.

Actualmente, el diseño y fabricación de brocas corazonadoras satisfacen toda una gama de opciones en los tipos de aleta, de conos y de diamante industrial. Los diámetros varían desde 4 1/2 a 14 pulgadas y el núcleo

obtenible puede ser de 11/8 a 17/8 pulgadas y longitudes de 1,5; 3; 4,5 metros y hasta 18 metros.

A partir de 1909, la broca de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo ganó aceptación bien pronto y hasta ahora es el más utilizado para perforar rocas, desde las blandas hasta las duras y muy duras. Las brocas se fabrican de dos, tres o cuatro conos. A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustados, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la broca en el hueco durante el mayor tiempo posible.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que soporte el peso que se le impone a la broca y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por tanto, el encaje del cono en el eje tiene que ser muy seguro para evitar que se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de balineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el fluido de perforación a través de la broca, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica, tanto para mantener la broca en mejor estado físico, como para mantener el fondo del hueco libre del ripio que produce el avance.

Por los detalles mencionados, se apreciará que la fabricación de brocas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas y desgaste que imponen a las diferentes partes de la broca, la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Otro tipo de brocas, llamadas de diamante o PDC, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales o diamantes policristalinos compactos incrustados en el cuerpo, también son usadas con éxito en la perforación. El diseño del cuerpo, así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas. Para elegir apropiadamente la broca para cortar determinado tipo de roca, lo mejor es consultar los catálogos de los fabricantes y verificar las experiencias logradas en el área donde se intenta abrir el pozo.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con la perforación con aire en vez del fluido acostumbrado. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de broca requerida.

La variedad de tipos de brocas disponibles demuestra el interés que los fabricantes tienen en aplicar la más alta tecnología para el diseño y construcción.

Al final de cuentas, lo más importante es seleccionar la broca que permanezca más tiempo efectivo perforando el pozo.

El costo depende del tipo de pozo: exploratorio, semiexploratorio de avanzada, de desarrollo o de largo alcance, inclinado o de la clase horizontal

y si la operación es en tierra o costafuera y otros aspectos de topografía y ambiente.

- ***Collares de perforación (Drill Collars)***

Durante los comienzos de la perforación rotaria, para conectar la broca a la sarta de perforación se usaba una unión corta, de diámetro externo mucho menor, naturalmente, que el de la broca, pero algo mayor que el de la sarta de perforación.

Por la práctica y experiencias obtenidas de la función de esta unión y del comportamiento de la broca y de la sarta de perforación evolucionó la aplicación, los nuevos diseños y la tecnología metalúrgica de fabricación de los collares de perforación actuales.

Se constató que la unión, por su rigidez, mayor diámetro y peso mantenía la broca más firme sobre la roca. Se dedujo entonces que una sarta de este tipo, por su longitud y peso serviría como un lastre para facilitar la imposición opcional del peso que debía mantenerse sobre la broca para desmenuzar la roca. Esta opción se tradujo en mantener la tubería de perforación en tensión y no tener que imponerle pandeo y flexión para conservar sobre la broca el peso requerido para perforar el pozo. Además, la dosificación del peso sobre la broca podía regularla el perforador por medio del freno del malacate, de acuerdo con la dureza y características de la formación. Esta práctica comenzó a dar buenos resultados al lograr que la trayectoria del pozo se mantenga lo más verticalmente posible, controlando el peso sobre la broca, la velocidad de rotación de la sarta y el volumen y velocidad anular del fluido de perforación bombeado.

Los collares de perforación, como todo el equipo petrolero, se fabrican de acuerdo a normas y especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) utilizando aleaciones de aceros especiales con cromo y molibdeno que tengan óptima resistencia y ductibilidad. Generalmente, la longitud de cada tubo puede estar entre 28 y 42 pies. La gama de diámetros externos va de 4-1/2 a 11 pulgadas, y los diámetros internos de 1.5 a 3 pulgadas y peso de 364 a 4.077 kilos, respectivamente.

El tipo de rosca en el pin y caja (macho y hembra) en los extremos de cada collar es muy importante. Al enroscarlo al bit sub y luego cada subsiguiente se debe hacer una conexión hermética, y los tubos deben apretarse de acuerdo con la fuerza de torsión recomendada para cada diámetro y conexión. La fuga de fluido por una conexión puede ocasionar el desprendimiento de la parte inferior de la sarta, lo que podría tornarse en una difícil tarea de pesca con consecuencias impredecibles. En la práctica, el diámetro de la sarta de collares se escoge de acuerdo al diámetro de la broca y del revestidor en el hoyo.

Los collares de perforación son, generalmente, redondos y lisos, pero los hay también con acanalamiento normal o en espiral, y del tipo cuadrado.

Los diseños fuera de lo corriente se usan para evitar la adhesión del collar a la pared del pozo, ya que por el acanalamiento de su superficie el área de contacto es menor.

El diseño y la selección de los componentes de la sarta de perforación (broca, collares, tubería de perforación y dispositivos complementarios como amortiguadores; estabilizadores y protectores que lleva la tubería para

disminuir el roce con la sarta de revestimiento), son tareas muy importantes que requieren aplicaciones tecnológicas y experiencias prácticas para lograr hacer un buen pozo y al menor costo posible.

- ***Tubería de perforación***

La tubería de perforación va conectada al collar de perforación superior y su último tubo se enrosca a la kelly, la cual le imparte a la broca y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la mesa rotaria.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va perforando el pozo, como se mencionó al describir la función de la kelly.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la broca, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva el fluido de perforación desde las bombas al fondo del pozo.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a grandes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del pozo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haga utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el pozo, tanto cada tubo, como las conexiones que los unen.

La tubería de perforación se fabrica en una variada selección de diámetros externos nominales, generalmente, los diámetros de uso corriente son de 3-1/2, 4, 4-1/2, 5, 5-1/2 pulgadas. La longitud de cada tubo varía según el

rango API. El rango 1 abarca una longitud de 17 a 21 pies; el rango 2, de 25,6 a 28,4 pies y el rango 3, de 35,2 a 43 pies.

Las siderúrgicas y suplidores de tuberías para la industria petrolera ofrecen una variada selección corriente de tubos pero también pueden satisfacer pedidos especiales de los usuarios. Cuando se requiere una sarta de perforación debe pensarse en las características deseadas: longitud total de la sarta y rango de longitud de los tubos; diámetro nominal e interno del tubo; grado del material (D, E u otro especial); punto cedente en tensión (carga); punto cedente en torsión (momento); peso por pie de longitud; tipo de conexión; longitud, diámetro externo e interno, recalcado interior o exterior o ambos; punto cedente de tensión y en torsión, y momento necesario de torsión de enrosque.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del pozo como también de las características y comportamiento de las formaciones que ha de perforar la broca.

La selección se hace aún muchísimo más importante para áreas donde se dificulta mantener el pozo recto, debido al buzamiento y al grado de dureza e intercalación de estratos diferentes.

De igual manera, merece atención si en el área de la perforación existe la presencia de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), que por su acción corrosiva puede someter a la sarta a severo debilitamiento de sus características metalúrgicas.

La inspección, la protección de las roscas, el adecuado transporte, acomodamiento y manejo de la sarta, y lubricación apropiada de las conexiones cada vez que cada tubo se mete en el hueco son tareas importantes para conservarla en buen estado.

Por sí, la sarta con todos sus componentes representa una inversión que se hace más cuantiosa en relación a su longitud, ya que la capacidad del taladro puede ser para hacer pozos muy profundos hasta 28.600 pies o más.

### **2.2.5. El sistema de circulación del fluido de perforación**

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

- ***Bombas de circulación***



**Figura 10.** Bomba Triplex PZ-8.

La función principal de las bombas de circulación es mandar determinado volumen del fluido a cierta presión, hasta el fondo del pozo, vía el circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el Wash pipe, la manguera, la swivel, la kelly, la sarta de perforación (compuesta por la tubería de perforación y los collares de peso) y la broca para ascender a la

superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia la zaranda vibradora, que separa del fluido la roca desmenuzada (ripió) y de allí sigue por un canal adecuado al tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el tanque de succión para ser otra vez enviado por las bombas y mantener la continuidad de la circulación durante la operación el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

La selección de las bombas depende de la profundidad máxima de perforación del taladro, que a la vez se traduce en presión y volumen del fluido en circulación. Las bombas son generalmente de dos (dúplex) o tres (triplex) cilindros. Cada cilindro de la bomba descarga y succiona durante un desplazamiento del pistón, facilitando así una circulación continua. Para evitar el golpeteo del fluido durante la succión y descarga, la bomba está provista de una cámara de amortiguación.

Como en la práctica el volumen y la presión requeridas del fluido son diferentes en las etapas de la perforación, los ajustes necesarios se efectúan cambiando la camisa o tubo revestidor del cilindro por el de diámetro adecuado, y tomando en cuenta la longitud de la carrera se le puede regular a la bomba el número de estroques para obtener el volumen y presión deseadas.

La potencia o c.d.f. (h.p.) requerida por la bomba se la imparte una planta de fuerza motriz (motor), por medio de la transmisión y mandos apropiados. La potencia máxima de funcionamiento requerida por la bomba especifica su capacidad máxima.

La bomba está sujeta a fuertes exigencias mecánicas de funcionamiento, las cuales se hacen más severas en perforaciones profundas. Aunque su funcionamiento es sencillo, su manufactura requiere la utilización de aleaciones de aceros específicos para garantizar su resistencia al desgaste prematuro. La bomba es una pieza costosa y se podrá apreciar su valor al considerar que además de la tecnología de fabricación que la produce, el peso del acero de sus componentes puede ser de 7 a 22 toneladas.

- ***De la bomba a la Swivel***

En este tramo del circuito de circulación del fluido, la conexión tipo brida de la descarga de la bomba se une, por medio de una tubería de diámetro apropiado, al tubo subiente o Wash Pipe ubicado en la mesa.

El Wash pipe y la junta rotatoria se unen por una manguera flexible, pero muy resistente, para facilitar la subida y bajada de la junta Kelly a sus puntos máximos durante la perforación u otras tareas, sin imponer esfuerzos de tensión ajenos al propio peso de la manguera o agudas curvaturas en sus extremos que la conectan al subiente y a la junta giratoria. Por tanto, la longitud de la manguera puede ser desde 11 hasta 28 metros y longitudes intermedias. Y para casos especiales se podrá solicitar del fabricante longitudes específicas. Los diámetros internos y externos son generalmente de 2-1/2 a 3 pulgadas y de 4-1/2 a 6-1/2 pulgadas, respectivamente. El peso varía según el diámetro y puede ser de 14 a 39 kilogramos por metro.

Para resistir la flexión, la vibración, la presión interna, corrosión y erosión que le impone el fluido en circulación, la manguera se hace de capas formadas por goma elástica, alambre, telas sintéticas y otros materiales adecuados que

se refuerzan entre sí para impartirle resistencia y sus cualidades de funcionamiento.

#### **2.2.6. El fluido de perforación**

Al correr de los años, la experiencia y la investigación básica y aplicada han contribuido a que las funciones y la calidad del fluido de perforación puedan ser ajustadas a las características de las rocas que perfora la broca.

Originalmente, cuando se usaba el método de perforación a percusión, la barra de perforación perforaba el hueco pegando sobre la roca. Sin embargo, la acumulación de mucha roca desmenuzada en el fondo entorpecía el avance de la perforación. La mejor manera disponible entonces para limpiar el fondo del hueco de tanto ripio era extraer la barra y se le echaba agua para hacer una mezcla fácil de extraer utilizando el achicador. El achicador, de forma tubular, con una válvula en el extremo inferior y su asa en el extremo superior, también servía de batidor y su inserción y extracción del se hacía utilizando el cable auxiliar para achicar. De allí, para el perforador de la época y su cuadrilla, se originó que a lo extraído se le llamase barro, término hoy inaplicable al fluido de perforación por razones obvias.

- ***Funciones del fluido de perforación***

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la broca y la buena condición del pozo.

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar la broca, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos.

A medida que se profundiza el pozo, la temperatura aumenta. Generalmente, el gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1,3 °C por cada 150 pies de profundidad. Además, la rotación de la broca en el fondo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla.

El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la broca. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas limpian los elementos cortantes, asegurando así su mejor funcionamiento.

- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la broca.

Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del pozo se mantenga limpio y la broca avance eficazmente.

La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características son muy importantes para lograr la limpieza del pozo.

Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la broca, los collares o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del pozo.

De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.

- Depositar sobre la pared del hueco un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones.

El espesor del revoque, expresado en treintaidosavos de pulgada, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido.

Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e hidrofílica causa que la formación se hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hueco. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hueco y hasta desprendimientos.

- Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la broca.

Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hueco se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse.

La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso de que fuese agua fresca, es de 0,1 kg/cm<sup>2</sup>/metro de altura o de profundidad. Pero como generalmente el gradiente de presión (kg/cm<sup>2</sup>/metro de profundidad) que se da en las formaciones es mayor que el gradiente normal de presión de agua, entonces el fluido debe tener más peso que el agua, o sea mayor gravedad específica, de acuerdo con la presión que en favor de la columna se desee para tener la presión de la formación siempre bajo control durante la perforación o cuando la sarta esté fuera del hoyo.

- ***Tipos de fluidos de perforación***

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones.

Las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripio tomadas de la zaranda vibradora, núcleos de pared o núcleos convencionales o a presión; registros de litología, de presión o de

temperatura; pruebas preliminares de producción en hueco abierto; tareas de pesca, etc.

➤ **Fluido de perforación a base de agua**

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas.

Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación.

El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer el fluido pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por tanto es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal del fluido.

La bentonita es un material de origen volcánico, compuesto de sílice y alúmina pulverizada y debidamente acondicionada, se hincha al mojarse y su volumen se multiplica.

El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque o torta sobre la pared del hueco. Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesado, como la baritina (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza contra los estratos domine las presiones subterráneas que se estiman encontrar durante la perforación.

Para mantener las características deseadas de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como soda cáustica, silicatos y arseniatos.

➤ **Fluido de perforación a base de petróleo**

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos se emplean fluidos a base de petróleo o de derivados.

En ocasiones se ha usado crudo liviano, pero la gran mayoría de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle negrohumo o asfalto para impartirle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características.

Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de soda cáustica, cal cáustica u otro ácido orgánico.

La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/ agua o agua/petróleo. Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas y el peligro de incendio.

➤ **Otros tipos de fluidos de perforación**

Para la base acuosa del fluido, además de agua fresca, puede usarse agua salobre o agua salada (salmuera) o un tratamiento de sulfato de calcio.

Muchas veces se requiere un fluido de pH muy alto, o sea muy alcalino, como es el caso del hecho a base de almidón. En general, la composición y la preparación del fluido son determinadas según la experiencia y resultados obtenidos en el área.

Para satisfacer las más simples o complicadas situaciones hay una extensa gama de materiales y aditivos que se emplean como anticorrosivos, reductores o incrementadores de la viscosidad, disminuidores de la filtración, controladores del pH, lubricadores, antifermentantes, floculantes, arrestadores de la pérdida de circulación, surfactantes, controladores de luitas deleznales o emulsificadores y desmulsificadores, etc.

Actualmente existen alrededor del mundo más de 120 firmas que directa o indirectamente ofrecen la tecnología y los servicios que pide la industria petrolera sobre diagnósticos, preparación, utilización y mantenimiento de todo tipo de fluido de perforación para cada clase de formaciones y circunstancias operacionales, como también fluidos específicos para la terminación, la rehabilitación o limpieza de pozos. El progreso y las aplicaciones en esta rama de ingeniería de petróleos es hoy tan importante que se ha transformado en una especialidad operacional y profesional.

- **Control del fluido de perforación**



**Figura 11.** Equipo de Control de sólidos.

La importancia del buen mantenimiento y funcionamiento del fluido depende del control diario de sus características. Cada perforador al redactar en el “Informe Diario de Perforación” la relación de las actividades realizadas en su correspondiente turno, llena un espacio referente a las características, a los ingredientes añadidos y al comportamiento del fluido.

Además, personal especializado en fluidos de perforación, bien de la propia empresa dueña de la locación, o de la contratista de perforación, o de una empresa de servicio especializada, puede estar encargado del control y mantenimiento. Este personal hace visitas rutinarias al taladro y realiza análisis de las propiedades del fluido y por escrito deja instrucciones sobre dosis de aditivos que deben añadirse para mantenimiento y control físico y químico del fluido.

El sistema de circulación en sí cuenta además con equipo auxiliar y complementario representado por tanques o fosas para guardar fluido de

reserva; tolvas y tanques para mezclar volúmenes adicionales; agitadores fijos mecánicos o eléctricos de baja y/o alta velocidad; agitadores giratorios tipo de chorro (pistola); desgasificadores; desarenadores; separadores; sitio para almacenamiento de materiales básicos y aditivos, etc.

El fluido de perforación representa, aproximadamente, entre 6 y 10 % del costo total de perforación y a medida que aumentan la profundidad, los costos de equipos y materiales y la inflación, el costo del fluido tiende a incrementarse.

### **2.3. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN ROTARIA**

La utilización y las experiencias logradas con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas.

#### **2.3.1. Perforación Vertical**

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el hueco en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final.

Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la broca para mantener el pozo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer el pozo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezarlo.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de broca; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la broca, para que ésta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas para garantizar la limpieza del fondo del pozo y el arrastre del ripio hasta la superficie.

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influyen en que la trayectoria de la broca sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada.

Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hueco, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

En la práctica se acepta una cierta desviación del hueco. Desde los comienzos de la perforación rotaria se ha tolerado que un pozo sea razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la mesa, toca las cuatro patas de la torre.

### **2.3.2. Perforación direccional**

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hueco durante la perforación rotaria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el pozo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado.

Los conceptos y prácticas de hacer pozos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta. Nuevos diseños de herramientas desviadoras permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida.

Los elementos componentes de la sarta (broca, collares de peso, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la horadación (peso sobre la broca, revoluciones por minuto de la sarta, caudal de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del pozo

Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del pozo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación. En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral del hoyo se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida (MD) y la profundidad vertical correspondiente (TVD).

- ***Aplicaciones de la perforación direccional***

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costafuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

- En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el pozo direccional hasta el objetivo.
- Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o dos taladros en la cercanía para llegar con un pozo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio del bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado. En las operaciones costafuera un reventón es un contratiempo muy serio por sus implicaciones de contaminación, peligro a la navegación y dificultades inherentes a las operaciones de restitución en un medio acuático donde a veces las condiciones climatológicas adversas pueden empeorar la situación.
- Cuando por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del hueco, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas inversiones y ciertos gastos.
- En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar reterminarlo en el intervalo original u

otro horizonte superior o inferior por medio de la perforación direccional.

- En el caso de que por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el pozo intencionalmente.
- En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos.
- En tierra y costafuera, la perforación direccional moderna se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos, que aunque se ven muy juntos en la superficie, en el fondo mantienen el espaciamiento reglamentario entre uno otro.

### **3. SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN**

El programa de revestidores y la cementación de éstos es uno de los renglones de la perforación más ligados a la seguridad del pozo durante las operaciones y posteriormente durante las tareas de terminación y su vida productiva. Durante la inserción de la tubería en el hueco ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que ponen en peligro la integridad y utilidad del pozo. De igual manera pueden presentarse problemas durante la cementación de la sarta por pérdida de circulación o por imposibilidad de bombear el fluido de perforación o el cemento por obstrucciones en el hueco.

Los revestidores y su cementación pueden representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada sarta de tubos.

#### **3.1. FUNCIONES DE LOS REVESTIMIENTOS**

Para garantizar el buen estado del hueco y asegurar la continuidad eficaz de la perforación, las sarts de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- Evitan el derrumbe de estratos someros.
- Sirven de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para usos domésticos y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.
- Contrarrestan la pérdida irremediable de circulación del fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo o agua salada de formaciones someras o profundas.

- Actúan como soporte para la instalación del equipo (preventoras) que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.
- Confinan la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- Aíslan unos intervalos de otros para eliminar fugas de gas, petróleo o agua.

### **3.2. FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS**

Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (libras por pie), su longitud y la naturaleza de las formaciones.

Por razones de economía, las sargas deben diseñarse de tubos del menor peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.

### **3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SARTAS**

Cuántas sargas deben ir en el hueco es cuestión que sólo la naturaleza de las formaciones y la profundidad final pueden determinar. La experiencia es factor importante que complementa la decisión.

En el caso de la perforación muy somera quizás una sola sarta sea suficiente. Para la perforación muy profunda quizás cuatro o más sartas sean necesarias. Generalmente, tres sartas son suficientes para satisfacer la gran mayoría de los programas de revestidores.

### **3.3.1. Sarta primaria**

Por ser la primera que se cementará dentro del hueco, su diámetro será mayor que los de las otras. Su longitud es corta en comparación con las otras del mismo pozo. Sin embargo, su longitud puede variar en ciertos sectores del mismo campo, de uno a otro campo o región petrolera, de acuerdo con las condiciones que presenta el subsuelo superior.

Esta sarta primaria es muy importante por las siguientes razones: sirve para contener las formaciones someras; impide la contaminación de mantos de agua dulce, que pueden ser aprovechados para el consumo humano y/o industrial; juega papel importante como asiento del equipo de control del hueco (preventoras, válvulas, etc.) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación del equipo de control (cabezal) del pozo productor.

Teniendo en cuenta las características físicas de la sarta escogida, hay dos puntos más que son muy importantes para que su función sea cabal: 1) Que el estrato seleccionado para cementar su extremo inferior sea muy competente y, 2) Que la cementación, desde el fondo hasta la superficie, sea bien realizada para que el espacio anular quede sólidamente relleno de cemento. Así estarán bien protegidos tanto todos los estratos como la misma sarta.

De acuerdo a las exigencias, los diámetros más comunes para sartas primarias son: de 9-5/8, 10-3/4, 13-3/8, 16 y 20 pulgadas. La profundidad a la cual puede colocarse una sarta de estos diámetros en el hoyo está en función del peso nominal (libras/pies de tubo), que se traduce en la capacidad de resistencia en tensión, aplastamiento y estallido.

### **3.3.2. Sartas intermedias**

Una vez cementada y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, prosigue la perforación. Naturalmente, se efectúa un cambio de diámetro de broca, la cual debe pasar holgadamente por el revestimiento primario.

A medida que se profundiza el hueco se pueden presentar estratos friables que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad. Puede también ocurrir la presencia de estratos cargados de fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos.

Por todo esto, se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta. El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas. Hay que recordar que el número de sartas implica cambios de diámetros de broca para cada etapa del pozo, y que el diámetro interno de la sarta a su vez y en su oportunidad es el que limita la escogencia del diámetro de ciertas herramientas que necesariamente hay que meter por la tubería para lograr la profundidad final programada. Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso, se ahorraría en los costos de tubería y gastos afines.

Comúnmente los diámetros más escogidos para la sarta intermedia son: 7, 8-5/8, 9-5/8, 10-3/4 y 11-3/4 de pulgadas.

### **3.3.3. Sarta final y de producción**

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes.

En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final revestidora y la tubería de producción inserta en aquélla. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero, según la escogencia de la terminación empleada.

La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 4-1/2, 5, 5-1/2, 6-5/8, 7 y 7-5/8 de pulgadas.

## **3.4. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA REVESTIDORA**

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras y de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el American Petroleum Institute (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3).

Todas estas tuberías son del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra, seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110.

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras, especifican, dentro de razonables márgenes, la calidad, el tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico y de experiencia práctica, y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hueco durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva.

### ***3.5. CEMENTACIÓN DE SARTAS Y OTRAS APLICACIONES DE LA CEMENTACIÓN***

La cementación de pozos se define como “un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo del zapato de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hueco no revestido (abierto) y más abajo del zapato, o bien en una formación permeable”.

### **3.5.1. Funciones de la cementación primaria**

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través del zapato que lleva el extremo inferior de la sarta. El zapato siempre se deja a cierta distancia del fondo del hueco. La mezcla que se desplaza asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que formaciones tomaran cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba.

Las funciones de la cementación son las siguientes:

- Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.
- Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de fluidos entre las formaciones. También protege las formaciones contra derrumbes.
- Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.

- Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
- Protege la sarta contra la corrosión.
- Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo.

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover.

El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse.

Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del hueco influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Los tipos de cementos utilizados en la perforación y reacondicionamientos de pozos son fabricados para responder a la variedad de condiciones impuestas por las operaciones.

Algunos cementos tienen que ser de fraguado lento o rápido; de desarrollo rápido o lento de su resistencia inicial; resistente a la contaminación y reacciones químicas que puedan impartirles las aguas de las formaciones.

En muchos casos, para proteger las formaciones productivas contra la filtración de agua de la mezcla, se exige que la filtración sea mínima. Cuando se teme que pueda haber pérdida de circulación se le añade a la mezcla un cierto aditivo que pueda contrarrestar tal inconveniencia.

En el caso de cementaciones especiales se le puede añadir a la mezcla material radiactivo para seguir su rastro. Para terminaciones de pozos sujetos a inyección de vapor se seleccionan cementos resistentes a muy altas temperaturas.

En áreas donde la corrosión de tuberías es problema muy serio se le añade a la mezcla material anticorrosivo especial.

Además de su uso en la cementación de sartas y de la cementación forzada, el cemento se emplea en una variedad de casos durante la perforación, la terminación de pozos, reacondicionamiento y abandono de pozos.

### **3.5.2. Equipo de Flotación para la cementación**

A través de la práctica y experiencia con la cementación de sartas revestidoras han surgido los diseños y fabricación de ciertos aditamentos para los tubos con el propósito de lograr los mejores resultados posibles.

- ***Zapato de cementación***

Al primer tubo que va en el hueco se le enrosca y se le fija por soldadura en su extremo inferior un zapato de cementación.

El zapato sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, está no permite que el fluido de perforación en el hueco entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular. Esto le imparte a la sarta cierta flotación que desde la superficie se contrarresta llenando la sarta con fluido bien acondicionado para que descienda con más rapidez y a la vez queden balanceadas las presiones externas.

Todo el material interno que compone el mecanismo y configuración del zapato puede ser perforado con broca en caso necesario, como es requerido tratándose de la primera y sarta intermedia para llegar a la profundidad final. En el caso de la última sarta, el zapato no se perfora.

- ***Collar flotador***

Para reforzar la función del zapato y ayudar en la mecánica de la cementación, se dispone que a cierta distancia del primer tubo se coloque entre dos tubos una unión o cuello flotador. La unión permite el flujo por la tubería hacia el hueco pero impide, por el mecanismo de su válvula de un solo paso, que fluidos del pozo entren a la tubería. La unión tiene un asiento que sirve para sentar un tapón que se inserta en la tubería detrás del último saco de cemento bombeado.

Este tapón, al llegar al collar flotador, no puede pasar y el aumento de presión en la sarta indica que ya todo el cemento pasó por el cuello y ha concluido el desplazamiento.

- **Centralizadores**

Para que la sarta quede bien centrada en el hueco, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared, ocasionando luego defectos en la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instalan a la sarta centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios.

Los centralizadores, por sus anillos que rodean el tubo y fijados con puntos de soldadura, quedan a las profundidades deseadas.

Las láminas que unen los anillos tienen una curvatura hacia afuera para hacer contacto con la pared del hoyo.

- **Raspadores**

En ciertas oportunidades, para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del hoyo, se le añaden raspadores a la sarta.

Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en formas de tiras largas donde van incrustadas los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del hoyo con el fin de desprender el exceso de revoque que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones.

El raspado se efectúa durante la inserción de la tubería, y luego, también, alzando y bajando lentamente la tubería, mientras se bombea a objeto de ir desplazando hacia la superficie lo que se haya desprendido de la pared del hoyo.

#### **4. PERFORACION EN CAMPO JAZMIN**

Las operaciones de perforación en el Campo Jazmín se pueden dividir en 2 secciones principales: a) Sección de 12-1/4"; b) Sección de 8-1/2". Cada una de ellas es fundamental para lograr el objetivo principal: "Construir un conducto desde superficie hasta el yacimiento de la forma más segura y económica posible". De su buena ejecución y optimización depende la vida posterior de un pozo.

Durante los 6 meses de la práctica empresarial se realizó una comparación detallada de las operaciones de perforación iniciales y las actuales, que arrojó como resultado, varias propuestas de cambio en algunas de ellas.

Luego de realizar pruebas y ajustes a los cambios propuestos y después de revisar detalladamente los procedimientos, se presentan los siguientes estándares operacionales, que desde hace unos meses se vienen utilizando en las operaciones de perforación en el Campo Jazmín.

Vale la pena aclarar que estos procedimientos operacionales se van a aplicar en la perforación de pozos en campos vecinos como: Underriver, Chicalá y Área Buffer, donde Omimex de Colombia Ltd. también es socio.

##### **4.1. SECCION DE 12-1/4"**

El hueco de 12-1/4" se perfora verticalmente utilizando una broca tricónica de dientes tipo XS1S hasta una profundidad promedio de 200 pies. La broca se baja abierta (sin boquillas) para que permita el paso de material de pérdida,

debido a que las formaciones superiores tienden a fracturarse ocasionando perdidas de circulación.

El ensamblaje esta compuesto además de 6 Collares de perforación (Drill Collars) de 6-1/4" OD y 39 libras/ pie de peso.

El lodo utilizado es agua-bentonita extendida con las siguientes características:

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Margen</b>
Densidad	LPG (libras/gal)	8.4 – 8.8
Viscosidad Fann	Segundos	50 – 55
PH		9.0 – 9.5
Punto de cedencia	Libras/100 pies <sup>2</sup>	18 – 24
MBT	Libras/bbl equivalente	<25
Ca	ppm	<200
Filtrado API	Cm <sup>3</sup>	No controlado

**Tabla 5.** Propiedades del lodo durante la perforación de 12-1/4"

El agua se trata con bicarbonato para reducir la dureza por debajo de 100 ppm.

La bentonita es prehidratada en concentración de 18 lpb durante aproximadamente 16 horas, se utiliza extendedor de bentonita 0.04 lpb para mejorar su rendimiento.

Luego de perforar el hueco, se realiza un viaje corto (Se saca la sarta hasta la superficie y luego se baja nuevamente al fondo) para garantizar la

estabilidad y diámetro apropiados. Para limpiar el ripio del fondo y ayudar en la corrida del revestimiento se utilizan píldoras viscosas.

Se corre revestimiento de 9-5/8", N-80, BTC, 49 libras/pie hasta bajar 4 juntas, colocando centralizadores.

La operación de cementación se realiza con Cemento clase "G" de 14.2 LPG y se utiliza agua fresca como espaciador.

Cuando se trata del primer pozo de un cluster, el cemento se bombea con 200% de exceso y a partir de los resultados obtenidos (retornos altos) se procede a disminuir el exceso hasta 150%.

#### **4.2. SECCION DE 8-1/2"**

El hueco de 8-1/2" se perfora direccionalmente utilizando una broca tricónica de dientes tipo EBXSC1S hasta una profundidad promedio de 3000 pies. La broca se baja normalmente utilizando 3 boquillas de 13/32 de pulgada para ayudar a aumentar la hidráulica y la fuerza de impacto del lodo.

El ensamblaje esta compuesto además de un motor 6-3/4" o 6-1/4"+ Monel + 6 Collares de perforación (Drill Collars) de 6-1/4" OD + 6 Collares flexibles (Heavy Wate) de 5" OD + Martillo de perforación + 5 Collares flexibles (Heavy Wate) de 5" OD. Esta sarta permite controlar la dirección y desviación del pozo mediante la herramienta MWD instalada dentro del Monel.

El lodo utilizado es tipo gel con las siguientes características:

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Margen</b>
Densidad	LPG (libras/gal)	8.7 – 9.3
Viscosidad Fann	Segundos	45 – 60
PH		9.0 – 9.5
Punto de cedencia	Libras/100 pies <sup>2</sup>	20 – 25
MBT	Libras/bbl equivalente	<25
Ca	ppm	<200
Filtrado API	Cm <sup>3</sup> / 30 min	6.0 – 7.0

Tabla 6. Características del lodo durante la perforación con broca de 8-1/2”

La base para preparar este lodo será el utilizado en la fase anterior, disminuyendo la concentración de sólidos.

Luego de perforar el hueco hasta la profundidad total, se realiza un viaje corto (Se saca la sarta hasta la superficie y luego se baja nuevamente al fondo) para garantizar la estabilidad y diámetro apropiados. Para limpiar el ripio del fondo y ayudar en la corrida del revestimiento se utilizan píldoras viscosas.

Después de limpiar completamente el pozo, se acondiciona el hueco para correr registros eléctricos.

Los registros eléctricos de hueco abierto corridos actualmente son: HRI, SP, CAL, MSFL, GR y DSL. Se toman en dos corridas durante aproximadamente 6 horas de operación, son entregados en escala 1:200 y 1:500 (MD y TVD).

Teniendo en cuenta la información recolectada por los registros, el departamento de Geología decide la profundidad a la que se debe colocar el zapato del revestimiento de 7”.

Las arenas de interés encontradas en la perforación de pozos en el campo Jazmín se han caracterizado por ser bastante friables y propensas a tomar los fluidos utilizados, por tal motivo se evita colocar columnas de gran peso (cemento) que generen el fracturamiento o la toma excesiva de productos. Con el balanceo de un tapón balanceado de cemento de 30 pies, se evitan este tipo de inconvenientes.

Un tapón de cemento debe ser balanceado 5 pies debajo de la profundidad acordada para colocar el zapato de 7”, por tal motivo es necesario colocar desde fondo una píldora viscosa (200 seg VF) que ayude a soportar el peso del tapón y del cemento utilizado posteriormente en la cementación del revestimiento de 7”. El tiempo de fragüe óptimo para este tapón es de 9 horas.

Se corre revestimiento de 7”, N-80, BTC, 26 libras/pie desde superficie hasta la profundidad antes precisada. Se colocan centralizadores a lo largo de la sarta de tal manera que se garantice un Stand Off superior al 80%.

La operación de cementación se realiza con 2 lechadas de Cemento clase “G”, una de 13.2 LPG y otra de 15.8 LPG. La lechada principal (15.8 LPG) debe tener una altura igual o superior a 500 pies para garantizar un sello excelente en las zonas próximas al zapato de 7”.

Se recomienda bombear las lechadas de cemento con 30% de exceso para garantizar retornos en superficie.

El tiempo completo de fragüe para esta operación es de 30 horas, pero a partir de las 24 horas se pueden iniciar los trabajos de acondicionamiento del casing head, BOP y campana.

Finalizado el tiempo de fragüe, un nuevo ensamblaje es armado, utilizando una broca tricónica tipo XS1S de 6-1/8" abierta y 6 Collares de peso (Drill Collars) de 4-3/4" OD. Dicho ensamblaje se utiliza para moler el cemento encontrado desde el collar flotador hasta 2 pies encima del zapato de 7".

No existe nada que garantice que todo el cemento bombeado se encuentra entre la parte posterior del revestimiento de 7" y la pared del pozo, además en su viaje desde superficie, el cemento se adhiere a las paredes internas del revestimiento; por tal motivo se corre en el hueco revestido un raspador (screaper) que permite arrancarlo y limpiar completamente las paredes internas del revestimiento.

El estado final de la cementación es comprobado mediante el Registro CBL y CASTV, tomados después de correr el raspador en el hueco revestido.

Cuando se está seguro de tener un buen sello entre el revestimiento y el hueco (buena cementación), se procede a romper el tapón balanceado con anterioridad (Drill Out) para retornar al hueco de 8-1/2" antes perforado.

Bajando a fondo con broca de 6-1/8" se comprueba el estado del pozo y se circula hasta obtener retornos limpios y desplazar completamente la píldora viscosa con que se balanceó el tapón.

Las arenas productoras del Campo Jazmín se caracterizan por ser friables y poco consolidadas, teniendo como ejemplo los pozos perforados en Campo Teca, los pozos del campo Jazmín son ensanchados a 11" para aumentar su área natural de flujo y evitar cañoneos perjudiciales (derrumbamiento, arenamiento, pegas de tubería, inactividad de pozos, etc).

Su completamiento final esta acompañado de un Liner rasurado de 5" que es colgado dentro del revestimiento de 7" y que cubre toda la zona donde el hueco aun no esta revestido (ver estado mecánico).

El liner es comprado en el exterior como: 5" OD casing, N-80, 18 libras/pie, BTC y es rasurado en Colombia con 52 ranuras/pie, teniendo en cuenta que el tamaño de la ranura sea inferior al tamaño de la grava utilizada para empaquetar (0.052 mm).

Por ultimo el pozo es empaquetado con grava tamaño 8-12, el procedimiento empleado para tal fin fue uno de los más estudiados y se obtuvo como resultado los siguientes parámetros: a) Utilizar lodo con la menor reología posible, sin comprometer la estabilidad del pozo y sin utilizar agua para su adelgazamiento (se debe utilizar un químico adelgazante que evite el excesivo filtrado y daño a la formación de interés); b) Empaquetar a una rata de 3 sacos/minuto, lo que garantiza un tiempo suficiente para que la grava se acomode donde se necesita; c) Circular cada 100 sacos en directa durante 30 minutos, esto ayuda a que la grava se acomode en el fondo del pozo y evita puentes; d) Empaquetar con grava hasta alcanzar 500 psi de presión.

Llevados a cabo todos los procedimientos anteriores, el pozo es entregado al departamento de producción para su posterior completamiento y puesta en marcha.

El estado mecánico típico de un pozo del campo Jazmín es presentado a continuación:

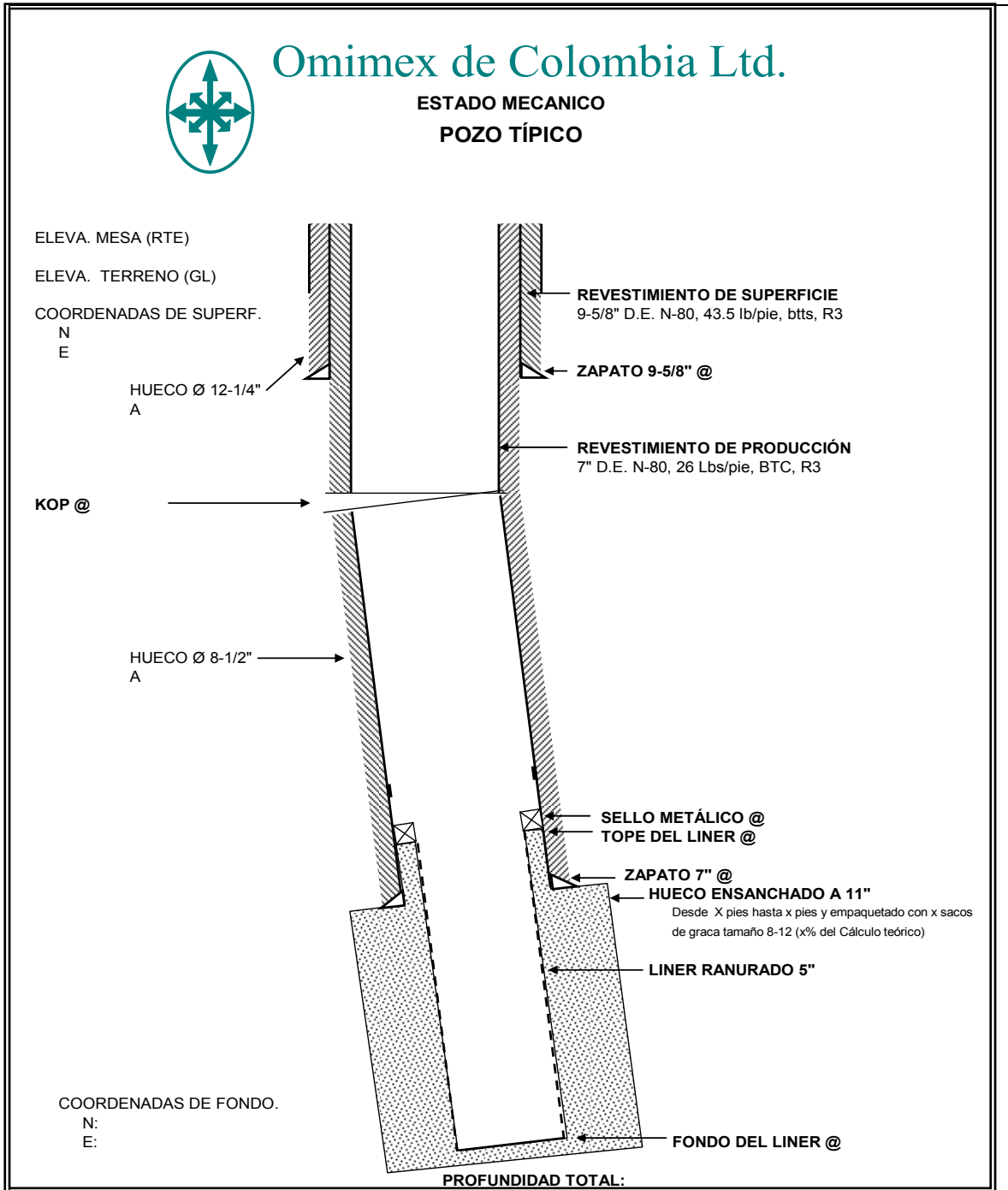


Figura 12. Estado mecánico típico de un pozo del Campo Jazmín.

## **5. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS**

Todos los procedimientos anteriormente descritos fueron estudiados cuidadosamente y condensados en un Manual de Procedimientos Operacionales.

La construcción de dicho manual fue un trabajo conjunto entre el departamento de Seguridad Industrial del Omimex de Colombia Ltd y el departamento de Perforación y workover.


Un total de 17 procedimientos fueron descritos siguiendo las indicaciones del Departamento de Seguridad Industrial y actualmente se encuentran en estado de revisión y aprobación.

PROCEDIMIENTO	CÓDIGO
Perforación hueco de superficie 12 1/4"	PO-PF-PR-01
Corrida de revestimiento de superficie 9 5/8"	PO-PF-PR-02
Cementación revestimiento de superficie 9 5/8"	PO-PF-PR-03
Cortar tubo conductor e instalar Casing Head 9 5/8"	PO-PF-PR-04
Perforación equipo de flotación revestimiento de superficie (Drill Out)	PO-PF-PR-05
Perforación hueco intermedio 8 1/2"	PO-PF-PR-06
Registros de hueco abierto	PO-PF-PR-07
Tapón balanceado de cemento	PO-PF-PR-08
Corrida de revestimiento intermedio 7"	PO-PF-PR-09
Cementación revestimiento intermedio 7"	PO-PF-PR-10
Acondicionamiento revestimiento 7" para toma de registros CBL - CASTV	PO-PF-PR-11
Registros de hueco revestido CBL - CASTV	PO-PF-PR-12
Perforación zapato revestimiento intermedio 7" y tapón de cemento (Drill Out)	PO-PF-PR-13
Ensanchamiento a 11"	PO-PF-PR-14
Corrida de liner ranurado de 5"	PO-PF-PR-15
Empaquetamiento con grava	PO-PF-PR-16
Sello metálico y desplazamiento por salmuera	PO-PF-PR-17

Tabla 7. Procedimientos de Perforación.

Los códigos fueron asignados teniendo en cuenta la Norma Fundamental que rige este tipo de documentos dentro de la empresa Omimex de Colombia Ltd.

Para tener una idea general del trabajo realizado y teniendo en cuenta que la información contenida en el documento entregado a la empresa es confidencial y de propiedad de Omimex de Colombia Ltd., se presenta un ejemplo con el procedimiento Perforación Hueco Intermedio 8 1/2".

 Omimex de Colombia, Ltd.	<b>PERFORACIÓN</b>	<i>Actualización 00</i>
	<b>PERFORACIÓN HUECO DE SUPERFICIE 12 ¼"</b>	<b>PO-PF-PR-01</b>
		Página 1 de 105

## 1. OBJETO

Construir un conducto desde el fondo del pozo hasta la superficie de la forma más segura y eficiente, sin poner en riesgo la formación productora.

Perforar en forma segura y eficiente el hueco de superficie, de acuerdo con los estándares operacionales y de seguridad de Omimex de Colombia, Ltd.

## 2. APLICACIÓN

Este procedimiento aplica para todos los trabajos de perforación realizados en las áreas de operación de Omimex de Colombia, Ltd.

## 3. DESCRIPCIÓN

Luego de realizar la operación de Drill Out se debe dar inicio a la perforación del hueco intermedio.

El hueco intermedio recibe este nombre, a pesar de ser perforado hasta la profundidad deseada, debido a que en una operación posterior es ensanchado a 11" quedando este ultimo como hueco de producción.

Control de cambios		Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
	Nombre:	Jorge Duitama	Marco A. Charry	Leonel Vargas
	Cargo:	Ingeniero Perforación	Coordinador de Perforación	Superintendente Operaciones
	Firma:			
	Fecha:	Diciembre, 2004	Diciembre, 2004	Diciembre, 2004

La actividad principal de este procedimiento es perforar el hueco de 8-1/2” desde el zapato de 9-5/8” hasta la profundidad final deseada o planeada (1800 – 3000 pies)

#### **4.1. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS**

##### **4.1.1. Información requerida:**

- ✓ Prognosis geológica
- ✓ Plan direccional
- ✓ Información de pozos vecinos
- ✓ Programa de perforación.
- ✓ Programas Anticolisión con pozos vecinos

##### **4.1.2. El equipo esta compuesto por:**

- ✓ Equipo de perforación
- ✓ Sistema de circulación
- ✓ Equipos de control de sólidos
- ✓ Unidad de registro MWD
- ✓ Unidad de mud logging (Registros de perforación)

##### **4.1.3. Sarta de perforación:**

- ✓ Tubería de perforación ó Drill pipe.
- ✓ Collares de perforación ó Drill collars.
- ✓ Tubería flexible de perforación ó Heavy Weight Drill pipe (HWDP).
- ✓ Martillo de Perforación
- ✓ Collar no magnético con herramienta direccional
- ✓ Crossover
- ✓ Motor
- ✓ Bit Sub.

#### **4.1.4. Brocas:**

- ✓ Broca tricónica de dientes 8-1/2" tipo EBXSC1S. Nueva. Boquillas: 3 x 13/32 de pulgada.

#### **4.1.5. Herramientas y accesorios tales como:**

- ✓ Winche
- ✓ Manilas
- ✓ Elevadores de tubería y collares de perforación.
- ✓ Cuñas de perforación para tubería y collares de perforación.
- ✓ Llaves de potencia
- ✓ Torquimetro
- ✓ Grapas de seguridad (safety clamps)
- ✓ Elevadores de tubería (lifting plug)

## **4.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL**

El personal que realiza ésta actividad deberá usar los siguientes elementos de protección personal:

- ✓ Casco
- ✓ Botas de seguridad
- ✓ Ropa de trabajo
- ✓ Guantes
- ✓ Gafas
- ✓ Protectores auditivos.
- ✓ Impermeables en dos piezas: camisa y pantalón.
- ✓ Cinturón de seguridad
- ✓ Cinturón de seguridad para trabajos en altura.

#### **4.3. POLÍTICAS Y NORMAS DE OPERACIÓN**

- ✓ Es obligatorio el uso de los elementos de protección personal durante la ejecución de esta actividad.
- ✓ Antes de empezar las actividades de cada turno de perforación, se debe realizar una charla de seguridad para conocer todos los peligros existentes en las operaciones de cementación.
- ✓ El uso del alcohol y drogas (sustancias alucinógenas), durante la jornada de trabajo esta estrictamente prohibido.
- ✓ La persona encargada de vigilar la seguridad de todo el personal durante la actividad es el supervisor del equipo de perforación.
- ✓ Instalar los protectores de roscas (clamp on protector). Utilizar cable guía de la mesa a la planchada para regresar los protectores.
- ✓ Antes de iniciar a levantar tubería, delimitar con cinta reflectora el área de trabajo y restringir el paso por la escalera de la rampa.
- ✓ Cuando coloque el elevador, tenga cuidado de poner las manos donde el elevador no lo pueda machucar. Espere que la guaya este quieta antes de poner el elevador.
- ✓ Controle el impulso de la junta que se esta levantando con la manila aguantadora. Nunca se debe ubicar ningún cuñero entre la rotaria y la junta que se esta levantando.
- ✓ Aléjese de las llaves de potencia y de las líneas de tensión al aplicar torque sobre las juntas.
- ✓ Manipule con cuidado las llaves de potencia.

La persona responsable de llevar este reporte es el supervisor del equipo de perforación.

#### 4.4. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

Todos los procedimientos deben ser coordinados por el Company Man, pero su cabal cumplimiento es responsabilidad de quien lo ejecuta.

Después de realizar la operación de Drill Out se da inicio a la perforación del hueco intermedio teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

##### 4.4.1. Consideraciones especiales:

- ❖ En caso de que el hueco programado sea vertical, omita el montaje de las herramientas direccionales y perfore únicamente con la tubería de peso (DC y HWDP) y el martillo.

##### 4.4.2. Con respecto al LODO:

- ❖ La **fase de 8-1/2"** se perforará con un lodo tipo N-Drill, para controlar el filtrado y mejorar las propiedades reológicas.
- ❖ El PH se mantendrá en 9.5 y se adicionará un bactericida para prevenir degradación de los polímeros.
- ❖ La base para preparar este lodo será el utilizado en la fase anterior, disminuyendo la concentración de sólidos.
- ❖ La densidad del lodo se mantendrá lo mas bajo posible, garantizando la estabilidad y el control del pozo, previendo que con pesos entre 8.7 LPG y 9.3 LPG se logre lo anterior.
- ❖ Otras propiedades se mantendrán dentro de los siguientes límites:
  - Viscosidad embudo 45 - 60 Seg/qt
  - Viscosidad plástica (VP) 15 -25 cp
  - Punto de cedencia (YP) 20 -25 lb/100 pies<sup>3</sup>
  - Filtrado API 5.0 - 7.0 cc/30 min

- ❖ Las propiedades del lodo se controlarán para mantener los parámetros dentro de los rangos programados.
- ❖ En caso de suspensión de la perforación, evite circular en un solo sitio para no ocasionar wash out
- ❖ Controle los niveles de lodo en los tanques para detectar a tiempo una pérdida de lodo o un amago de reventón.

#### **4.4.3. Con respecto al EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS:**

- ❖ Los equipos de control de sólidos se deben operar continuamente, y en las condiciones de trabajo adecuadas, para mantener el contenido de sólidos y el peso del lodo lo más bajo posible. El Desarenador y el Deslimador deben ser trabajados continuamente durante toda la sección y las centrífugas deben funcionar para descartar sólidos de baja gravedad.
- ❖ Se deben utilizar mallas 30- 40 en la zaranda. Una buena dilución diaria y evacuación de la trampa de arena periódicamente, permitirán mantener el peso del lodo en el valor deseado, además de, libre de sólidos de formación.

#### **4.4.4. Con respecto a la PERFORACIÓN DIRECCIONAL:**

- ❖ Se debe ajustar la trayectoria al plan direccional diseñado, evitando Dog leg severos, para facilitar la corrida de revestimiento e instalación de equipos de producción.

- ❖ La entrada a la sección tangencial debe construirse, reduciendo gradualmente la severidad del dog leg, hasta alcanzar DLS menores de 1°/100 ft.

PROCEDIMIENTO	RESPONSABLE
<p>1. Continuar armando y bajando con la siguiente sarta (calibrando la tubería y herramientas):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Broca tricónica de dientes, OD 8-1/2” (Boquillas: 3 x 13)</li> <li>2. Motor</li> <li>3. Collar no magnético (MWD)</li> <li>4. Crossover (4 1/2” IF pin x 4 1/2” FH box)</li> <li>5. (6) Collares (Drill Collars) de 6-1/4”</li> <li>6. Crossover (4 1/2” FH pin x 4 1/2” IF box)</li> <li>7. (6) Tubería de peso (HWDP) de 5”</li> <li>8. Martillo hidráulico de perforación de 6-1/2”</li> <li>9. (5) Tubería de peso (HWDP) de 5”</li> <li>10. Crossover (4 1/2” IF pin x 3 1/2” IF box)</li> <li>11. (n) Drill Pipe de 3-1/2”.</li> </ol>	<p>Ingenieros Direccionales y MWD</p>
<p>2. Realizar la medición de todas las herramientas que se van a bajar en el hueco. Tomar nota atenta y mantener en un lugar visible dichas longitudes a fin de conocer exactamente la profundidad en el momento que se requiera.</p>	<p>Supervisor</p>
<p>3. Consignar las medidas en un tabla o tally, que además debe contener lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Longitud Herramienta o tubo</li> </ul>	<p>Supervisor</p>

PROCEDIMIENTO	RESPONSABLE
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Longitud Acumulada</li> <li>• Profundidad Kelly abajo</li> <li>• Profundidad total</li> </ul>	
<p>4. Perforar hueco intermedio construyendo curva y sección tangente según el plan direccional siguiendo las indicaciones de los ingenieros desviadores y atendiendo a los siguientes parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Peso sobre la broca: 7 – 20 Klbs.</li> <li>• RPM: 90 – 110. En superficie.</li> <li>• Galonaje de la Bomba: 300 – 400 gal/min</li> </ul>	<p>Ingenieros Direccionales y MWD. Perforador.</p>
<p>5. Tomar surveys y llevar registro para comparar constantemente con el plan diseñado.</p>	<p>Ingenieros Direccionales y MWD</p>
<p>6. Una vez alcanzada la profundidad deseada, circular mínimo tres fondos arriba, asistir la limpieza del hueco con el bombeo de píldoras viscosas, hasta garantizar retornos limpios.</p>	<p>Ingeniero de Lodos</p>
<p>7. Sacar ensamblaje hasta superficie y quebrar las herramientas direccionales.</p>	<p>Supervisor</p>
<p>Realizar evaluación de la broca utilizada y registrar los resultados en el Bit Record.</p>	<p>Company Man</p>
<p>8. Realizar viaje corto de acondicionamiento de hueco con tubería lisa (sin herramientas direccionales) y con broca abierta. Se puede emplear la misma broca utilizada</p>	<p>Supervisor</p>

PROCEDIMIENTO	RESPONSABLE
en la perforación si se encuentra en buen estado.	
9. Rimar en caso de encontrar restricciones.	Company Man
10. Bombear píldora viscosa (NUT PLUG, cascarilla de coco) y acondicionar hueco para registros.	Ingeniero de Lodos
11. Sacar ensamblaje hasta la superficie y quebrar broca de 8-1/2”.	Supervisor

## 5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

- ✓ Reporte diario en el formato de la compañía, debe insertarse la hoja con los surveys.
- ✓ Gráfico de trayectoria direccional real vs. Planeada.
- ✓ Surveys direccionales tomados (impresos y en medio magnético).
- ✓ Anotaciones en el resumen de actividades.
- ✓ Reporte de lodos y material utilizado.
- ✓ Reporte de TFM.
- ✓ Tabla con tally de la tubería y herramientas utilizadas.
- ✓ Anotaciones en el Bit Record y Resumen de actividades.

### **Nota:**

Cualquier modificación del procedimiento debe ser consultado con el jefe inmediato y debe ser informada al Company Man y/o al Tool Pusher.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ La vida futura de un pozo depende fundamentalmente de un buen trabajo de empaquetamiento y este a su vez de un ensanchamiento riguroso. Los parámetros de ensanchamiento y empaquetamiento deben ser controlados cuidadosamente.
- ✓ El estado mecánico típico de un pozo de Jazmín incluye un revestimiento de superficie de 9-5/8" OD, un revestimiento intermedio y de producción de 7"OD y un liner colgado de 5" OD, teniendo en cuenta que el diámetro interno de el liner 5" OD es 4.765" y el diámetro externo de la tubería de producción 2-7/8" es 3.5", se observa con claridad que el espacio entre estos dos últimos es demasiado pequeño para posteriores trabajos dentro del pozo.
- ✓ Un cambio en el estado mecánico actual es propuesto de la siguiente manera: Revestimiento de superficie es 13-3/8" hasta 200 pies, revestimiento de producción 9-5/8" hasta zapato cuadrado por geología y liner ranurado de 7" colgado dentro del revestimiento anterior y hasta el fondo del pozo.
- ✓ Algunos beneficios que se pueden extraer de los cambios planteados e implantados son los siguientes:
  - Económicos: La optimización de la cementación redonda en estos beneficios, aunque no en grandes proporciones.  
El control de los parámetros de ensanchamiento y empaquetamiento disminuye los costos de futuros servicios a pozo.

- Seguridad: Se implantaron normas de seguridad que mejoran la operación y la hacen más segura y eficiente.  
Operaciones como elevación de tubería, delimitación de zonas peligrosas fueron implantadas y mejoradas por medio de reuniones operacionales y de seguridad.
  
  - Operacionales: Los cambios realizados en la operación de empaquetamiento, se ven reflejados en los porcentajes obtenidos en los últimos pozos perforados.  
Se redujo el daño a la formación utilizando adelgazante en lugar de agua para disminuir la reología del lodo de perforación.  
La aplicación de silicatos y acelerantes disminuyó el tiempo de fragüe de la cementación de 9-5/8" OD (pasó de 12 horas a 9 horas).  
Se intentó realizar el mismo cambio en el trabajo de cementación del revestimiento de 7" OD, pero los tiempos de bombeo resultantes eran muy pocos y podían afectar la operación. Tiempos de bombeo muy bajos no son recomendables en ningún trabajo de cementación.
- ✓ Se organizaron reuniones de seguridad donde se discuten las fallas presentadas en otros equipos y las recomendaciones para evitarlos.
  
  - ✓ El empaquetamiento con grava fue revisado con cuidado, se realizaron cambios y se fueron probando a lo largo de los 6 meses de la práctica. La implantación de la circulación en directa cada 100 sacos fue fundamental para aumentar los porcentajes de empaquetamiento, esto hace eco en evitar futuros avenamientos.

## BIBLIOGRAFÍA

- FUNDACIÓN SALVEMOS EL MEDIO AMBIENTE, DEFENSA Y DESARROLLO SOSTENIBLE DE LOS RECURSOS NATURALES. Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmín – Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril de 1998.
- INFORME CARACTERIZACIÓN MUESTRA DE CRUDO JAZMIN. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ECOPETROL. División de Servicios Técnicos y Laboratorios. Marzo 13 de 2003. Bucaramanga.
- START UP DOCUMENT. Procedimientos de arranque de los equipos en el Modulo de producción. Campo Jazmín. Asociación Nare.2002.
- API - American Petroleum Institute: **API Drilling and Production Practice**, American Petroleum Institute, Washington D.C., anual.
- Introduction to Directional Drilling. Sperry Sun. Febrero de 1998.
- Technical Information Handbook. Sperry Sun Drilling Services, a Halliburton Company. Second Edition.
- Información recolectada por el autor durante la práctica empresarial.
- Manual de Fluidos de Baroid. Baroid Drilling Fluids, Inc. 1998.

- Enciclopedia de Perforación. México. 2000.
- IADC Manual – Internacional Association of Drilling Contractors. eBook Version (V.11). Technical Tool Boxes. 2000.
- Todas las fotografías de este documento fueron tomadas por el autor durante la práctica empresarial en Campo Jazmín.
- **[www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)**